

Der Vergleich von modellierten Windgeschwindigkeiten mit Produktionsdaten von Windkraftanlagen und die Energieertragsänderung in der Zukunft am Beispiel Windpark Beeskow

Dissertation
zur Erlangung des Doktorgrades
der Naturwissenschaften im Department
Geowissenschaften
der Universität Hamburg

vorgelegt von

Anne Pätzold

aus Rostock, Deutschland

Hamburg, 2013

Als Dissertation angenommen vom
Department Geowissenschaften der Universität Hamburg
auf Grund der Gutachten von Professor Dr. Hans von Storch
und Dr. Heinz-Theo Mengelkamp

Hamburg, den 09. Juli 2012

Professor Dr. Jürgen Oßenbrügge
(Leiter des Department Geowissenschaften)

Zusammenfassung

In der vorliegenden Arbeit wird am Beispiel eines Windparks in Beeskow im Nordosten Deutschlands untersucht, ob Produktionsdaten von Windkraftanlagen sich zur Validierung von simulierten Windgeschwindigkeiten eignen. Im zweiten Teil der Arbeit wird gezeigt, welche Änderungen im Energieertrag für diesen Windpark unter Klimaänderungsszenarien in der Zukunft zu erwarten sind.

Für die Validierung von simulierten Windgeschwindigkeiten mit Energieerträgen von Windkraftanlagen werden die Windgeschwindigkeiten als ein Indikator für ein Strömungsfeld interpretiert. Mit Hilfe einer Leistungskennlinie, welche den Zusammenhang zwischen Windgeschwindigkeit und korrespondierender Energieabgabe beschreibt, werden zunächst Energieerträge aus Windmessungen am Mast in Lindenberg in unmittelbarer Nähe des Windparks Beeskow abgeleitet. Diese spiegeln die Windverhältnisse am Standort wider und gelten somit als Orientierung zur Aufbereitung der Ertragsdaten der verschiedenen Windkraftanlagen im Windpark Beeskow im Zeitraum 23.04.2005-28.02.2007. Mit den aufbereiteten Energieerträgen aus dem Windpark werden die Windgeschwindigkeiten aus dem regionalen Atmosphärenmodell MM5 3.7 validiert. Die Überschätzung der Windparkerträge durch die simulierten Ertragsdaten wird durch die Gegenüberstellung von simulierten und den gemessenen Windgeschwindigkeiten für den Standort geprüft und bestätigt.

Die Betrachtung der Änderung im Energieertrag für den Windpark unter IPCC Szenarien im Zeitraum 01.01.2019-01.01.2025 im Vergleich zu 01.01.1991-01.01.1997 wird mittels korrigierten simulierten Windgeschwindigkeiten aus dem regionalen Atmosphärenmodell COSMO-CLM_3 durchgeführt. Die Notwendigkeit der Korrektur wird nach einem Vergleich der Simulationsergebnisse aus MM5 3.7 und COSMO-CLM_3 an verschiedenen Standorten sowohl miteinander als auch mit Messungen der Windgeschwindigkeiten deutlich. Anhand der korrigierten Modelldaten aus COSMO-CLM wird für den Windpark Beeskow eine Erhöhung des mittleren Tagesenergieertrages um 10% bzw. 16% unter der Annahme der Klimaszenarien A1B bzw. B1 erwartet. Insbesondere die Wintermonate tragen zu dieser Erhöhung bei.

Durch die Untersuchungen in dieser Arbeit wird ein Grundstein für die Validierung von simulierten Windgeschwindigkeiten mittels Produktionsdaten aus Windparks gelegt. Aufgrund der Ergebnisse sind aufbereitete Ertragsdaten als alternativer Validierungsdatensatz zu Messungen der Windgeschwindigkeit am Mast für das Gebiet Beeskow im Zeitraum 23.04.2005-28.02.2007 anzusehen. Die Übertragbarkeit der vorgestellten Methode bleibt für andere Zeiträume und Standorte zu prüfen.

Inhaltsverzeichnis

Abkürzungen	v
Variablen	vii
1 Einleitung	1
1.1 Motivation	1
1.2 Ziele der Arbeit und Datenbasis	2
1.3 Aufbau der Arbeit	4
2 Datenbeschreibung	7
2.1 Beobachtungsdaten - Standortbeschreibung	7
2.1.1 Messmast Hamburg-Billwerder	7
2.1.2 Meteorologisches Observatorium Lindenberg/Richard-Aßmann-Observatorium	9
2.1.3 Messmast Jülich	10
2.1.4 Messmast Karlsruhe	10
2.1.5 Energieerträge Windpark Beeskow	10
2.2 Modelldaten - Konfigurationen	12
2.2.1 COSMO-CLM_3	12
2.2.2 MM5 3.7	14
2.3 Datenaufbereitung	16
2.3.1 Windmessungen	16
2.3.2 Energieerträge Windpark Beeskow	17
2.3.3 Modelldaten COSMO-CLM_3	19
2.3.4 Modelldaten MM5 3.7	20
3 Die Ableitung von Tagesenergieerträgen aus der Windgeschwindigkeit	23
3.1 Physikalische Grundlagen	23
3.2 Die Leistungskurve	25
3.3 Berechnung von Energieerträgen	27
3.4 Vergleich von Energieertragsdaten	28
3.5 Diskussion und Unsicherheiten	32
4 Aufbereitung von Windenergieparkdaten	37
4.1 Methode M1 - Wahl des Maximalertrages	38
4.1.1 Ergebnis	38

4.1.2	Diskussion, Vor- und Nachteile	40
4.2	Methode M2 - Mittel der Erträge aus der Hauptwindrichtung	44
4.2.1	Ergebnis	44
4.2.2	Diskussion, Vor- und Nachteile	46
4.3	Methode M3 - Maximum der Sektormittel	48
4.3.1	Ergebnis	50
4.3.2	Diskussion, Vor- und Nachteile	51
4.4	Zusammenfassung	54
5	Validierung von MM5 Windfeldern mit Energieerträgen	57
5.1	Vergleich von MM5 Modelldaten mit Windmessungen am Mast in Lindenberg	57
5.2	Vergleich von Energieerträgen - abgeleitet aus MM5 und aufbereitet mit Methode M3	59
5.3	Zusammenfassung und Diskussion	61
6	Vergleich von Windgeschwindigkeiten aus COSMO-CLM und MM5	65
6.1	Validierung durch Messdaten	66
6.1.1	Station Hamburg-Billwerder	67
6.1.2	Station Jülich	68
6.1.3	Station Karlsruhe	71
6.2	Modellvergleich von COSMO-CLM und MM5	72
6.3	Korrektur der Windgeschwindigkeit aus COSMO-CLM	76
7	Veränderung des Energieertrages in der Zukunft	81
8	Zusammenfassung und Ausblick	89
8.1	Teilschritte und Ergebnisse	89
8.2	Weiterführende Arbeiten	94
	Abbildungsverzeichnis	ix
	Tabellenverzeichnis	xi
	Literaturverzeichnis	xiii

Abkürzungen

BDB	Betreiber-Datenbasis
BMBF	Bundesministerium für Bildung und Forschung
CCLM	COSMO Model im CLimate Mode
COSMO	Consortium for Small-Scale Modelling
DEWI	Deutsches Windenergie-Institut GmbH
DKRZ	Deutsches Klimarechenzentrum
DWD	Deutscher Wetterdienst
DWIA	Danish Wind Industry Association
FZJ	Forschungszentrum Jülich
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change
KIT	Karlsruher Institut für Technologie
LAM	Limited Area Model
LB	Standort Lindenberg
LiDAR	Light Detection and Ranging
MOL-RAO	Meteorologisches Observatorium Lindenberg/Richard-Aßmann-Observatorium
NCAR	National Center for Atmospheric Research
NCEP	National Centers for Environmental Prediction
PSU	Penn State University
SODAR	Sonic Detecting and Ranging
WEA	Windenergieanlage
ü.G.	über Grund

Variablen

Δt	zeitliche Auflösung der Windgeschwindigkeiten beobachtet bzw. simuliert; $\Delta t \in [10\text{min}, 1\text{h}, 1\text{d}]$ für 10-Minuten-Mittel, instantante Stundenwerte, Tagesmittel
\bar{y}	Arithmetisches Mittel einer Zeitreihe \vec{y}
ρ	Spearman'scher Rangkorrelationskoeffizient
\vec{v}_{CCLMC}	Simulationsergebnisse aus Kontrolllauf mit COSMO-CLM
\vec{v}_{CCLMHC}	Simulationsergebnisse aus Hindcast mit COSMO-CLM
$\vec{v}_{CCLM}(\Delta t)$	mit COSMO-CLM_3 simulierte Windgeschwindigkeit in zeitlicher Auflösung Δt
\vec{v}_{MM5HC}	Simulationsergebnisse aus Hindcast mit MM5
$\vec{v}_{MM5}(\Delta t)$	mit MM5 3.7 simulierte Windgeschwindigkeit in zeitlicher Auflösung Δt
$\vec{v}_{obs}(\text{LB})$	Zeitreihe; Windmessungen am Mast am Standort Lindenberg
$\vec{v}_{obs}(\Delta t)$	aufbereitete Windmessungen mit zeitlicher Auflösung Δt
$\vec{y}_{LB}(\Delta t)$	Zeitreihe; Tagesenergieerträge abgeleitet aus Windmessungen am Mast am Standorte Lindenberg in Abhängigkeit von Δt
$\vec{y}_{MM5}(\Delta t)$	Tageserträge abgeleitet aus Windgeschwindigkeiten simuliert mit MM5 in Abhängigkeit von Δt
$\vec{y}_{WP}(M)$	Ertragsdatenvektor; aufbereitete und zusammengefasste Produktionsdaten des Windparks Beeskow nach Methode M
M	Methode zur Aufbereitung von Tagesenergieerträgen
T	Algorithmus zur Berechnung von Tagesenergieerträgen aus Windgeschwindigkeiten
v	Windgeschwindigkeit in m/s
y	Tagesenergieertrag in kWh/Tag
$\text{fiqr}(\vec{y})$	Faktor zur Beschreibung des Interquartilsabstands vom 1. und 3. Quartil der Zeitreihe \vec{y}
$\text{mad}(\vec{y})$	mittlere absolute Abweichung der Werte einer beliebigen Zeitreihe \vec{y} vom arithmetischen Mittel \bar{y} derselben Zeitreihe

1 Einleitung

1.1 Motivation

Möglicher oder tatsächlicher Klimawandel und die Ergebnisse der Klimaforschung sind in den letzten Jahren in den Fokus des öffentlichen Interesses gerückt (Egner, 2007; Lüdecke, 2009). Neben der Frage nach den Ursachen für die beobachtete globale Erwärmung (IPCCWGI, 2007; Houghton, 2005) stehen insbesondere Interpretationen zukünftiger Klimaszenarien im Vordergrund (Easterling u. Wehner, 2009; Lean u. Rind, 2009). Das wichtigste Werkzeug für Untersuchungen zum Klimawandel sind neben Beobachtungen globale und regionale Klimamodelle, mit denen unterschiedliche Szenarien möglicher Klimaänderungen simuliert werden können. Da die Auswirkungen des Klimawandels als potentiell bedrohlich empfunden werden, wird der Nachweis einer möglichst realitätsnahen Simulation des vergangenen bzw. gegenwärtigen Klimazustandes erwartet (von Storch u. a., 1999; Stocker, 2007). Nur der Vergleich mit Beobachtungen kann Vertrauen in die Ergebnisse von Klimamodellen schaffen.

Temperatur und Niederschlag sind naturgemäß die überwiegend interessierenden Größen, da sie unmittelbar die Existenzgrundlagen der Menschen beeinflussen. In der folgenden Arbeit soll die atmosphärische Größe Wind im Vordergrund stehen. Institutionen, die Sturmschäden versichern, oder die Windenergieindustrie zeigen hier ein besonderes Interesse. Windfeldsimulationen werden üblicherweise mit bodennahe Messungen verglichen. Über Wasser werden dabei Messungen auf Bojen, Bohrseln, Feuerschiffen oder Forschungsplattformen herangezogen. Hier zeigt der Vergleich mit Simulationen von regionalen Klimamodellen eine zufriedenstellende Übereinstimmung (Winterfeldt, 2008; Weisse u. a., 2003, 2005). An Land werden vorwiegend bodennahe Windmessungen an Wetterstationen der nationalen Wetterdienste verwendet. Allein der Deutsche Wetterdienst (DWD) verfügt unter Berücksichtigung der Stationen des Geoinformationsdienstes der Bundeswehr über 301 Stationen (DWD, 2010), an denen die Windverhältnisse nach den Richtlinien für automatische Klimastationen hauptsächlich in Höhen von 10-12 m gemessen werden (DWD, 2001). Aber gerade bodennahe Messungen sind durch Hindernisse oder die Oberflächenbeschaffenheit der unmittelbaren Umgebung stark beeinflusst (Christoffer u. Ulbricht-Eissing, 1989; Heinemann u. a., 1998; Schmidt, 2001; Lindenberg, 2010). Sie geben zwar die Windverhältnisse an ihrem Messpunkt wieder, können aber nicht als zuverlässige Repräsentanten für Windfelder innerhalb einer Gitterzelle eines Modells und anderen Höhen angesehen werden. Möglichkeiten, die modellierten Windverhältnisse zuverlässiger bewerten zu können, werden bisher durch Messungen mittels

SODAR- und LiDAR-Technologie (Kelley u. a., 2007) oder Messmasten in großen Höhen geboten (Lindenberg u. a., 2008; Lange, 2001; Durante u. Paus, 2006; Strack u. Albers, 1996). Meteorologische Masten mit Höhen über 100 m gibt es nur wenige. Aufzeichnungen über Windverhältnisse in circa 100 m Höhe, welche bereits zur Modellvalidierung verwendet wurden, stammen von den Messmasten des Meteorologischen Observatorium Lindenberg/Richard-Aßmann-Observatorium (MOL-RAO), welches dem DWD angehört, des Karlsruher Institut für Technologie (KIT), des Forschungszentrums Jülich (FZJ), des Meteorologischen Instituts der Universität Hamburg sowie vom Messmasten des Deutschen Windenergie-Instituts GmbH (DEWI) bei Wilhelmshaven. Zwei weitere Masten wurden zum Zwecke der Aufzeichnung von Windverhältnissen in großen Höhen im September und Oktober 2010 in Clausthal-Zellerfeld/Niedersachsen¹ und in Niestetal/Hessen² errichtet. Eine Alternative zu bodennahen Windgeschwindigkeitsmessungen könnten Ertragsdaten von Windenergieanlagen (WEA) bieten. WEA haben mittlerweile eine Nabenhöhe von deutlich über 80 m. Windparks mit mehreren WEA decken mitunter die Fläche einer Gitterzelle eines regionalen Klimamodells ab. Die Nachteile von punktuellen Messungen mit Anemometern können demnach durch die Verwendung von WEA Ertragsdaten vermieden werden. Nachteile in anderen Bereichen müssen jedoch durch die Verwendung der indirekten Messungen der Windgeschwindigkeit in Kauf genommen werden.

Betriebsdaten von deutschen WEAs werden seit 1988 in der Betreiber-Datenbasis (BDB) gesammelt, aktualisiert und veröffentlicht. Die BDB enthält WEA- und Standortdaten von ca. 19.000 Windkraftanlagen. Die Meldungen der monatlichen WEA-Produktionsdaten in kWh (Kilowattstunden) und Stillstandzeiten erfolgen freiwillig durch die Betreiber und können bei der BDB angefordert werden (Betreiber-Datenbasis, 2010). Höher aufgelöste Produktionsdaten in Form von Tages- oder Minutenwerten müssen allerdings bei dem Betreiber direkt angefordert werden und sind somit nicht frei verfügbar.

1.2 Ziele der Arbeit und Datenbasis

Das Hauptziel dieser Arbeit besteht in der Untersuchung, wie Ertragsdaten von WEA für die Verifikation von Windfeldsimulationen herangezogen werden können. Ein weiteres Ziel ist die Berechnung der Ertragsänderung eines Windparks unter Klimaszenarien. Schon in früheren Arbeiten (Mengelkamp, 1988, 1999) wurde auf die Möglichkeit des Vergleichs von mesoskaligen Modellen mit Ertragsdaten hingewiesen. Die WEA hatten zu damaliger Zeit eine wesentlich geringere Nabenhöhe und das Modell wurde im statistisch-dynamischen Verfahren verwendet.

Die Datenbasis für die Untersuchungen in dieser Arbeit bilden unter anderem Messun-

¹Ge:Net GmbH Pressemitteilung wrpressediens 7.9.2010

²<http://www.hna.de/nachrichten/kreis-kassel/kaufungen/messmast-erfasst-erste-winddaten-975752.html> Meldung 24.10.2010

gen in ca. 100 m ü.G. der Messmasten des MOL-RAO (anemos, 2009), KIT (Kohler, 2010), FZJ (Knaps, 2010) und des Meteorologischen Instituts Hamburg (Lange u. Brümmer, 2010). Weitere verwendete Beobachtungsdaten sind Tagesenergieerträge und Ausfallraten von 19 WEA des Windparks Beeskow, sowie eine gemessene sog. Leistungskennlinie, die das Verhältnis zwischen der Windgeschwindigkeit und dem Energieertrag des Anlagentyps im Windpark Beeskow angibt (anemos, 2009). Die zu untersuchenden modellierten Windfelder entstammen Simulationen mit den regionalen Klimamodellen COSMO-CLM_3 und MM5 3.7 (anemos, 2009). COSMO-CLM oder CCLM (COSMO Model im CLimate Mode) ist ein nicht-hydrostatisches Community Modell, welches aus dem Lokal Modell (LM) des DWD entwickelt wurde (Doms u. Schättler, 2002; Böhm u. a., 2006; Doms u. a., 2007). Das Modell wurde bereits für Klimasimulationen auf Zeitskalen bis zu Jahrhunderten eingesetzt sowie für räumliche Auflösungen zwischen 1-50 km (Rockel u. a., 2008). MM5 ist ebenfalls ein nicht-hydrostatisches mesoskaliges Atmosphärenmodell (Dudhia, 1993; Grell u. a., 1995), das in den 90er Jahren an der Penn State University (PSU) und NCAR (National Center for Atmospheric Research) entwickelt wurde. MM5 ist ein Community Modell, das im Laufe der Jahre durch eine Vielzahl von Anwendern ständig erweitert und verbessert wurde (Dudhia u. a., 2000).

Vor Beginn der Arbeit wurden im Rahmen des vom BMBF (Bundesministerium für Bildung und Forschung) geförderten KlimaZwei-Projektes „LandCaRe 2020 - Vorsorge und Gestaltungspotenziale in ländlichen Räumen unter regionalen Wetter- und Klimaänderungen“³ von mir vier Klimasimulationen für das Gebiet Deutschland in einer Auflösung von 5x5 km² durchgeführt. Die Simulationen wurden mit dem COSMO-CLM_3, der aktuellen offiziellen Version des Klimamodells (COSMO-CLM, 2010), am Deutschen Klimarechenzentrum⁴ (DKRZ) in Hamburg durchgeführt. Die durch das Projekt geforderten Modellzeiträume umfassten die Zeitscheiben 01.01.1991-31.12.2000 und 01.01.2016-31.12.2025. Nach Absprache innerhalb des Projektes erfolgte zunächst die Berechnung der Klimaszenarien für die Zukunft. Die Erstellung solcher Szenarien wird vom Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) koordiniert und basiert auf der zentralen Frage, wie sich das Klima aufgrund des weiteren Anstieges der Emissionen von Treibhausgasen entwickelt. Dieser Anstieg wiederum ist abhängig von ökonomischen, sozialen und politischen Entwicklungen. So muss eine Vielfalt von Emissionsszenarien abgeleitet werden, welche in vier „Szenario-Familien“ (A1, A2, B1, B2) gegliedert sind (IPCCSRES, 2001; IPCCTAR, 2001; IPCCAR4, 2007). Die für das Projekt relevanten Szenarien waren Szenario A1B (eine Szenariogruppe von A1) und B1. Beide Szenarien gehen von einer globalen Orientierung aus, so dass regionale Unterschiede bei den Einkommen, in kultureller, sozialer und technologischer Hinsicht weitgehend ausgeglichen sind (IPCCSRES, 2001). Für beide Szenarien wird angenommen, dass die Weltbevölkerung ab Mitte des 21. Jh nach Kulminierung rückläufig ist. Szenario A1B beschreibt ein ausgeprägtes Wirtschaftswachstum mit ausgewogener

³http://www.landcare2020.de/xist4c/web/Land-Climate-and-Resources_id_4722_.htm

⁴http://www.dkrz.de/dkrz/intro_s

Nutzung aller Energiequellen. In Szenario B1 wird von der Lenkung der Wirtschaftsentwicklung in Richtung Dienstleistungs- und Informationswirtschaft ausgegangen. Unter der Annahme, dass der Materialverbrauch rückläufig ist und saubere ressourceneffiziente Technologien eingeführt werden, liegt der Schwerpunkt auf Nachhaltigkeit im wirtschaftlichen, sozialen und ökologischen Bereich.

Die Simulationen des Klimas in der Vergangenheit erfolgten im Anschluss durch einen Kontrolllauf und den sogenannten Hindcast. Der Kontrolllauf dient zur Abschätzung der Fähigkeit des Modells die statistischen Eigenschaften des derzeitigen Klimas wiederzugeben, sowie als Referenz zur Beschreibung der Änderung in der Zukunft (von Storch u. a., 1999). Die Randbedingungen für die Szenarienrechnungen A1B, B1 und den Kontrolllauf lieferten die Ergebnisse der Konsortialrechnungen (Hollweg u. a., 2008), welche zuvor am DKRZ durch die Gruppe „Modelle und Daten“⁵ mit COSMO-CLM_3 durchgeführt wurden. Der Antrieb des Hindcast erfolgte durch NCEP/NCAR Reanalysedaten 1 (Kalnay u. a., 1996). Die Reanalysedaten bilden wegen der Vereinigung von Modell- und Beobachtungsdaten mittels moderner Analysemethoden den Zustand der Erdatmosphäre ab und werden kontinuierlich aktualisiert. Hindcasts dienen üblicherweise der Modellvalidierung, also dem Vergleich der Simulationsergebnisse mit Beobachtungsdaten, bei der Untersuchung von Fragestellungen zur Klimaänderung. Die Simulationen bedeuteten wegen Experimenten zu Modelleinstellungen und technischen Ausfällen einen Zeitaufwand von ca. 22 Monaten. Durch die zusätzliche Umstrukturierung und Umstellung des Hochleistungsrechners am DKRZ sowie ein zeitnahe Projektende konnte der Hindcast nicht wie vorgesehen bis Ende 2000 gerechnet werden und ist nur für den Modellzeitraum 01.01.1991-01.10.1997 vorhanden.

Die Simulation des Windfeldes mit MM5 erfolgte durch die anemos Gesellschaft für Umweltmeteorologie mbH insgesamt für das Gebiet Deutschland in einer räumlichen Auflösung von 5x5 km² und wurde ebenfalls mit NCEP/NCAR Reanalysen 1 angetrieben.

Der Aufbau dieser Arbeit ist entscheidend abhängig von der Verfügbarkeit geeigneter Daten und wird im folgenden Abschnitt erläutert. Abb. 1.1 stellt mit Hilfe eines Zeitstrahls die Zeiträume der vorhandenen Datensätze dar.

1.3 Aufbau der Arbeit

Die Verwendung von WEA Ertragsdaten zur Validierung von Windfeldern erfordert die Interpretation derselben als Indikator für ein Strömungsfeld. Daher erfolgt nach einer detaillierten Beschreibung aller verwendeten Beobachtungs- und Modelldaten (Kapitel 2) eine Einführung in die Theorie der Windenergie (Kapitel 3). In diesem Rahmen wird auf die benötigten physikalischen Grundlagen zur Berechnung von Energieerträgen in Abhängigkeit von Windgeschwindigkeiten eingegangen. Die Herleitung

⁵<http://www.mad.zmaw.de/>

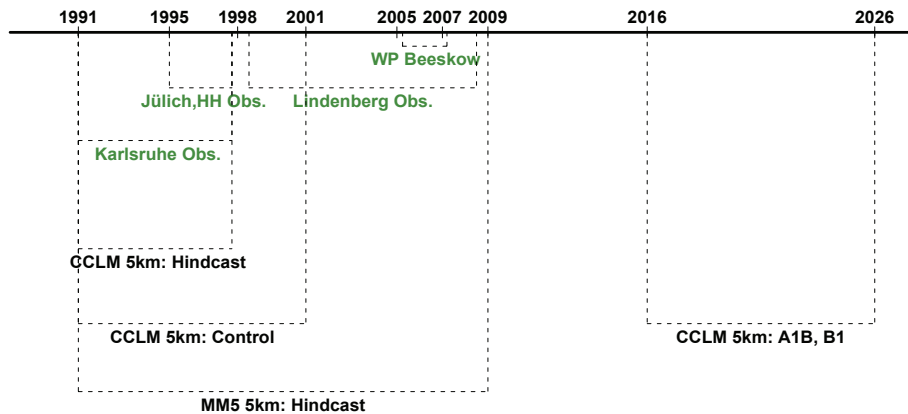


Abbildung 1.1: Zeiträume der verfügbaren Modelldaten (schwarz) und Beobachtungsdaten (grün)

und Diskussion verschiedener Methoden zur Aufbereitung des Produktionsdatensatzes der WEA mit Nabenhöhe von 100 m im Windpark Beeskow erfolgt in Kapitel 4. Der Zeitraum der verfügbaren Tagesenergieertragsdaten erstreckt sich nach Abb. 1.1 nur über den Zeitraum 23.04.2005-28.02.2007. Über dieselbe Zeitspanne sind Windmessungen am Mast des MOL-RAO vorhanden. Aufgrund der Nähe (ca. 8 km) des Standortes Beeskow zum Messmast des MOL-RAO wird durch die Messhöhe von ca. 100 m ü.G. und dem daraus resultierenden schwächeren Einfluss orografischer Effekte angenommen, dass die am Standort des Messmastes und im Bereich des Windparks erhobenen Datensätze dieselben Windverhältnisse in unterschiedlichen physikalischen Größen beschreiben. Die Windmessungen des MOL-RAO gelten dabei als Abbild der Realität mit geringen Abweichungen in Form von Messfehlern, welche durch ständige Qualitätskontrollen so gering wie möglich gehalten werden (CEOP, 2006). Tagesenergieerträge, die sich aus den vom MOL-RAO gemessenen Windgeschwindigkeiten ableiten, dienen somit als Maßstab und Orientierung für die sinnvolle Aufbereitung der Produktionsdaten des Windparks Beeskow.

Die Anwendung des aufbereiteten Produktionsdatensatzes des Windparks zur Modellvalidation sowie die Abschätzung der Änderung der Ertragsdaten in naher Zukunft, hätten im Idealfall durch Verwendung von Simulationsergebnissen nur eines regionalen Klimamodells erfolgen sollen. Jedoch konnte dieser Idealfall aus bereits erläuterten Gründen nicht eintreten. Es werden daher die Simulationsergebnisse aus MM5 als „Klammer“ genutzt um die vorhandenen Daten zeitlich zu verknüpfen. Die Ergebnisse

aus MM5 sind für diese Arbeit insgesamt über den Zeitraum 01.01.1991-31.12.2009 vorhanden (Abb. 1.1). Der Datensatz aus Kapitel 4, welcher aus Tageserträgen des Windparks Beeskows aufbereitet wurde, wird in Kapitel 5 zur Validierung des MM5 generierten Windfeldes in Form von Tagesenergieerträgen für den Raum Beeskow in dem Zeitraum 23.04.2005-28.02.2007 verwendet. Da die Validierung zeigt, dass es unter Verwendung von MM5 möglich ist, die Erträge des Windparks Beeskow realitätsnah abzubilden, ist der nächste Schritt die Abschätzung der Energieertragsänderung in der Zukunft mithilfe von Modellergebnissen. Modellergebnisse für die Zukunft liegen aber nach Abb. 1.1 aus Simulationen mit COSMO-CLM für die Szenarien A1B und B1 vor. Es ist daher notwendig, die Abweichungen zwischen den Simulationsergebnissen aus MM5 und COSMO-CLM abzuschätzen (Kapitel 6). Dies geschieht in dem Überschneidungszeitraum der Ergebnisse der Hindcasts aus MM5 und COSMO-CLM von 01.01.1991-01.10.1997 mithilfe von Windmessungen der Messmasten des Meteorologischen Instituts Hamburg, KIT und FZ Jülich. Es zeigt sich, dass die Ergebnisse aus MM5 im Vergleich zu COSMO-CLM die Messungen besser abbilden. Durch den Vergleich der Modellergebnisse aus MM5 mit COSMO-CLM an 10 weiteren Standorten mit unterschiedlicher Orografie ist es möglich, eine Funktion zur Korrektur der Ergebnisse aus COSMO-CLM abzuleiten. Mit dieser Korrektur wird in Kapitel 7 die Änderung der Tageserträge des Windparks Beeskow mithilfe der Szenarienrechnungen A1B und B1 aus COSMO-CLM für die Zukunft berechnet.

In dieser Arbeit müssen neben der Schwierigkeiten in der Datenverfügbarkeit folgende Probleme beachtet werden. Diese sind unter anderem die unterschiedlichen zeitlichen Auflösungen der verwendeten Datensätze. Während die Windmessungen als 1- bis 10-Minuten-Mittel vorliegen und auch die Leistungskurve auf 10-Minuten-Mitteln von Messungen basiert, liegen die beobachteten Ertragsdaten des Windparks Beeskow als Tagessummen vor. Die modellierten Windgeschwindigkeiten aus MM5 bzw. COSMO-CLM stehen halbstündlich bzw. stündlich als Instantanwerte zur Verfügung. Die Unterschiede in der Zeitauflösung spielen insbesondere bei der Ableitung von Tageserträgen aus Windgeschwindigkeiten eine Rolle. Das Verhältnis zwischen beiden Größen ist nichtlinear. Desweiteren ist eine Betrachtung von Extremereignissen in der Windgeschwindigkeit unter der Verwendung von Energieertragsdaten nicht möglich. Energieerträge werden von den WEA unabhängig von ihren Anlagentypen nur in dem Bereich von einer Anlauf- bis Abschaltgeschwindigkeit produziert.

2 Datenbeschreibung

In diesem Kapitel werden die Beobachtungs- und Modelldaten beschrieben. Für die Entwicklung der Methode zur Aufbereitung von Windpark-Ertragsdaten (Kapitel 4) werden Windmessungen des Mastes des Observatoriums Lindenberg und korrigierte Tagesenergieerträge des Windparks Beeskow in unmittelbarer Nachbarschaft verwendet. Weitere Beobachtungsdaten liegen in Form von Windmessungen der Messmasten des Meteorologischen Instituts der Universität Hamburg, des KIT und FZ Jülich vor. Sie werden in Kapitel 6 zur Validierung der Hindcasts aus MM5 3.7 und COSMO-CLM_3 verwendet. Mit den Ergebnissen der Szenarienrechnungen A1B und B1 mit COSMO-CLM_3 wird die Ertragssituation des Windparks Beeskow unter Klimaänderungsszenarien untersucht.

2.1 Beobachtungsdaten - Standortbeschreibung

In Deutschland werden nur an vereinzelten Masten Windmessungen bis in große Höhen durchgeführt. Im Rahmen dieser Arbeit werden Messungen in ca. 100 m von vier stationären Masten betrachtet. Dabei lassen sich die Standorte bezüglich der Umgebungscharakteristik in zwei Kategorien unterteilen. Es handelt sich um die Standorte Hamburg-Billwerder und Lindenberg mit weniger komplexem Terrain im Gegensatz zu den Standorten Jülich und Karlsruhe. Ein Überblick über die Standorte der Messungen und die verfügbaren Zeiträume geben Abb. 2.1 und Tabelle 2.1.

2.1.1 Messmast Hamburg-Billwerder

Die in dieser Arbeit verwendeten Messungen von Windgeschwindigkeit und -richtung im Zeitraum 23.03.1995-01.10.1997 am Standort Hamburg erfolgten an dem Hauptmast der NDR Sendeanlage in Hamburg-Billwerder in der Höhe von 110 m ü.G. Der Mast selbst ist 300 m hoch und wird seit Anfang der 60er Jahre für Messungen meteorologischer Größen genutzt (Lange, 2001). In verschiedenen Höhen sind Plattformen angebracht, die hauptsächlich der Wartung und Montage von Antennen dienen. An diesen Plattformen sind schwenkbare Ausleger montiert, an welchen sich wiederum die meteorologischen Messgeräte befinden. Diese haben einen Abstand von ca. 6 m zum Turmmittelpunkt und sind in Richtung 190° orientiert. Durch diese Ausrichtung soll bei einer erwarteten Hauptwindrichtung aus West der Einfluss des Turmes mit seinen 2.1 m Durchmesser auf die Messungen gering gehalten werden. In dem Zeitraum

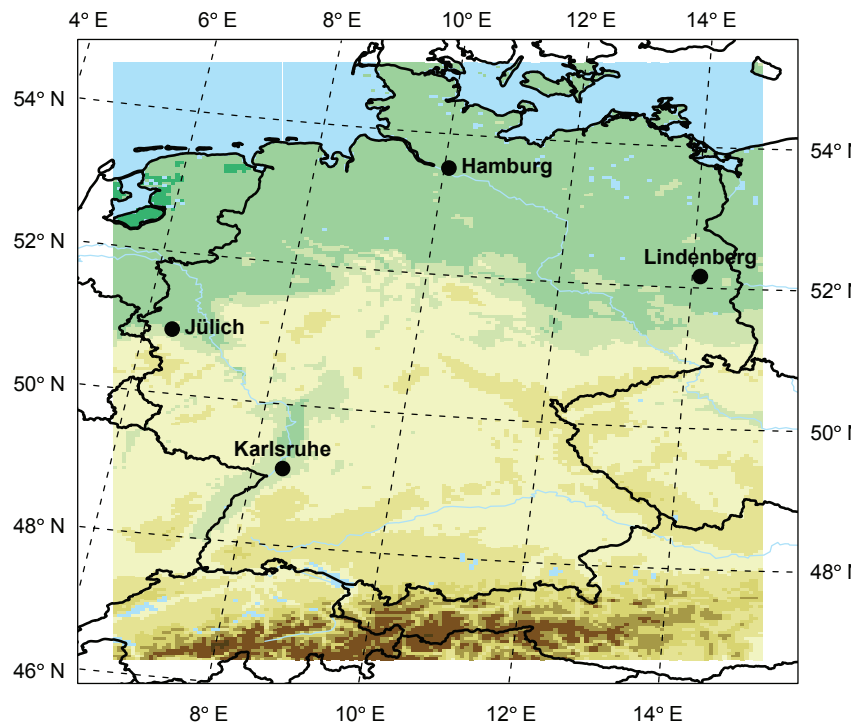


Abbildung 2.1: Lage der Messmasten

1995-1997 wurde die Windgeschwindigkeit durch Schalensternanemometer gemessen (Brümmer u. Lange, 2004). Die Messungen stehen seit dem 23.07.1995 als Minutenmittel zur Verfügung (Lange u. Brümmer, 2010). Eine detaillierte Beschreibung der Messanlage ist in der Broschüre des Meteorologischen Instituts der Universität Hamburg nachzulesen (Brümmer u. a., 1997).

Der Messmast befindet sich auf dem Gelände des NDR im Hamburger Stadtteil Billwerder. Der Standort liegt nur etwa 30 cm über NN. Die Umgebung des Messgeländes ist gekennzeichnet durch landwirtschaftlich genutzte Flächen, lockere Besiedlung dörflichen Charakters, sowie hauptsächlich im Westen ausgedehnte Industrieanlagen mit niedriger Bebauung (Lange, 2001). Als Hauptstörquelle der Messungen in 110 m Höhe wird der Mast selbst angesehen.

Tabelle 2.1: Messmasten und Windpark: Koordinaten, Standorthöhe über NN, Messhöhe und Beobachtungszeiträume

Standort	Koordinaten	Höhe ü.NN [m]	Messhöhe [m]	Zeitraum
Hamburg	53°31'14"N, 10°06'14"O	0.3	110	01.01.1995 - 01.10.1997
Lindenberg	52°09'60"N, 14°07'20"O	73	98	23.04.2005 - 28.02.2007
Jülich	50°54'36"N, 06°24'34"O	91	80, 100, 120	01.01.1995 - 01.10.1997
Karlsruhe	49°05'33"N, 08°25'33"O	110.4	100	01.01.1991 - 01.10.1997
Windpark Beeskow	52°11'29"-52°12'28"N, 14°12'23"-14°14'46"O	49-64	100	23.04.2005 - 28.02.2007

2.1.2 Meteorologisches Observatorium Lindenberg/Richard-Abmann-Observatorium

Im Rahmen dieser Arbeit stehen desweiteren Messungen für den Zeitraum 1998-2008 in Form von 10-Minuten-Mitteln in 98 m ü.G. für den Standort Lindenberg zur Verfügung (anemos, 2009). Erhoben wurden die Messungen am Messmasten des MOL-RAO in Tauche-Falkenberg. Die genauen Koordinaten sind Tabelle 2.1 zu entnehmen. Der Messmast hat eine Höhe von 99 m und ist seit 1998 zum Zweck der Aufzeichnung meteorologischer Größen in Betrieb. Alle 10 m befinden sich Ausleger am Mast, an welchen jeweils drei Sensoren angebracht sind, die mit einer Abweichung von 11° nach Süd, West und Nord ausgerichtet sind. Die Windgeschwindigkeit wird durch Schalenkreuzanemometer erfasst und nach Qualitäts- und Plausibilitätsprüfungen als 10-Minuten-Mittel zur Verfügung gestellt.

Der Standort Lindenberg zeichnet sich durch nahezu ebenes bis leicht welliges Gelände aus mit einer leichten Neigung von Nord/Nordost nach Süd/Südwest. Der Höhenunterschied beträgt weniger als 5 m über eine Entfernung von 1 km. Die Vegetation auf dem Messfeld in Tauche-Falkenberg besteht aus verschiedenen Gräsern, deren mittlere Höhe durch mehrfaches Kürzen im Verlaufe des Jahres kleiner als 20 cm gehalten wird. In der Umgebung des Messfeldes befinden sich überwiegend landwirtschaftlich genutzte Flächen. Ein kleines Dorf befindet sich 600 m entfernt im Südosten. Westlich und Nordwestlich liegt in 1-1.5 km Entfernung ein kleiner Mischwald (CEOP, 2006).

2.1.3 Messmast Jülich

Die beobachteten Windgeschwindigkeiten für den Standort Jülich wurden für diese Arbeit für den Zeitraum 01.01.1995-01.10.1997 als Mittel über 10 Minuten für die Höhen in 80 m, 100 m und 120 m zur Verfügung gestellt (Knaps, 2010). Der Gittermast der meteorologischen Station des Forschungszentrum Jülich hat eine Gesamthöhe von 124 m und besitzt in den Höhen 10 m, 20 m, 30 m, 50 m, 80 m, 100 m und 120 m insgesamt sieben begehbare Plattformen. Jede dieser Plattformen verfügt über einen Ausleger, auf dem Messgeräte montiert sind. Die Messungen von Windgeschwindigkeiten erfolgt über Schalensternanemometer, die Messung der Windrichtung über eine Windfahne in den Höhen 30 m, 50 m und 120 m ü.G.

Die meteorologische Station des Forschungszentrum Jülich befindet sich auf einer Lichtung im Stetterbacher Forst, welcher eine mittlere Höhe von 20 m besitzt. Internationalen Vereinbarungen entsprechend erfolgen Windmessungen 6-10 m über dem mittleren Störniveau, um die Vergleichbarkeit der Messungen an verschiedenen Standorten zu gewährleisten. Die 30 m-Plattform befindet sich rund 10 m über dem mittleren Bewuchs in der Umgebung des Turmes und erfüllt damit diese Anforderung¹.

2.1.4 Messmast Karlsruhe

Die Messungen der Windgeschwindigkeit für den Standort Karlsruhe stehen für den Zeitraum 01.01.1995-01.10.1997 als 10-Minuten-Mittel für die Messhöhe in 100 m ü.G. zur Verfügung (Kohler, 2010). Sie wurden am Messmasten des Instituts für Meteorologie und Klimaforschung des KIT gemessen. Der Mast hat eine Höhe von 200 m und wurde 1972 in Betrieb genommen². In den Meßhöhen 20 m, 30 m, 40 m, 50 m, 60 m, 80 m, 100 m, 130 m, 160 m ist an 4 m langen Auslegern in west- und östlicher Richtung je ein Schalensternanemometer montiert. Die Doppelbestückung erfolgte, weil der Masteinfluss nicht vernachlässigbar ist. Durch einen Prozessrechner wird jeweils derjenige Geber ausgewählt, der im Luv postiert ist. Die Windrichtung wird in denselben Höhen durch Schwertwindfahnen auf der Westseite gemessen (Dilger, 1976).

Dieser Standort zeichnet sich orografisch durch eine mäßig komplexe Lage im Rheingraben aus. Die Landnutzung kann mit den umgebenen Wald- und Stadtgebieten sowie landwirtschaftlich genutzten Flächen als heterogen bezeichnet werden. Der Mast selbst ist von einem Mischwald umgeben.

¹<http://www.fz-juelich.de/gs/meteo/wstation1de/>

²<http://imkbemu.physik.uni-karlsruhe.de/fzkmast/>

2.1.5 Energieerträge Windpark Beeskow

Der Windpark Beeskow befindet sich etwa 8 km östlich des Messmasts Lindenberg und besteht aus den beiden Teilparks Beeskow-Hufenfeld und Beeskow-Neuendorf. Für den zu untersuchenden Zeitraum 23.04.2005–28.02.2007 stehen Produktionsdaten als Tagessummen von jeder der 19 WEA zur Verfügung (anemos, 2009).

In nördlicher und östlicher Richtung des Parks befindet sich ein Mischwald und in unmittelbarer Umgebung Feldflur, welche mit Baumreihen durchzogen ist. Die Nutzung des Geländes ist überwiegend landwirtschaftlicher Art. Das Windfeld am Standort Beeskow, südlich zwischen Berlin und Frankfurt/Oder, wird kaum durch orografische Gegebenheiten beeinflusst (Solvent, 2002). Die Anlagenstandorte befinden sich zwischen ca. 50 und 64 m Höhe über NN auf einem 3x3 km² Areal.

Abb. 2.2 zeigt die Lage und Abb. 2.3 den Aufbau des Windparks.



Abbildung 2.2: Satellitenbild/Google Earth 2010 zur Verdeutlichung der Lage Windparks Beeskow und Messmasten des Observatoriums in Lindenberg. Die Entfernung zwischen dem Messmast (MOL) und dem Windpark Beeskow beträgt 8 km. Kennzeichnung der Modellgitter von MM5 in rot und COSMO-CLM in blau



Abbildung 2.3: Satellitenbild/Google Earth 2010: Windpark Beeskow und Umgebung mit Indizierung der Windkraftanlagen

2.2 Modelldaten - Konfigurationen

2.2.1 COSMO-CLM.3

Das nicht-hydrostatische regionale Atmosphärenmodell COSMO-CLM, welches detailliert von Doms u.a. (2005),(2007) und Böhm u.a. (2006) beschrieben wurde, wird für diese Arbeit in der Version COSMO-CLM.3 verwendet.

Als Communitymodell unterliegt es ständiger Wartung und Erweiterung durch die COSMO-Gemeinschaft³ sowie durch die „Climate Limited-Area-Modelling Community“ (CLM⁴). „COSMO“ steht dabei für das Modell des „Konsortium für kleinskalige Modellierung“ und ist ein kompressibles regionales Wettervorhersagemodell. Es wurde seit 1992 als das numerische Wettervorhersagemodell Lokal-Modell (LM) (Steppeler u. a., 2003) des DWD entwickelt und später als Gemeinschaftsmodell freigegeben und umbenannt.

Die Klimaversion COSMO-CLM (COSMO im CLimate Mode) als eine Erweiterung

³<http://www.cosmo-model.org>

⁴<http://www.clm-community.eu>

des COSMO-Modells erlaubt Simulationen über Zeiträume von mehreren Dekaden. Die Erweiterungen betreffen hauptsächlich technische Details wie die Bereitstellung und Behandlung von Randwerten, die Ermöglichung von Neustarts und die Simulation der jahreszeitlichen Vegetation (Kücken u. Hauffe, 2002; Böhm u. a., 2006). Das COSMO-CLM basiert auf den primitiven thermo-hydrodynamischen Gleichungen für eine kompressible Strömung in feuchter Atmosphäre. COSMO-CLM verwendet ein rotiertes geographisches Koordinatensystem. Die numerischen Berechnungen erfolgen horizontal auf einem Arakawa C-Gitter und vertikal auf einem Lorenz-Gitter (Doms u. Schättler, 2002). Dem COSMO-CLM liegen eine Vielzahl von möglichen physikalischen Parametrisierungen zugrunde, welche in Doms u. a. (2007) und Schulz u. Schättler (2009) ausführlich beschrieben sind. Sie werden zur Beschreibung subskaliger Quellen und Senken von Masse, Energie und Feuchte benötigt.

Die in dieser Arbeit verwendeten modellierten Windfelder entstammen Simulationen, welche, wie in Kapitel 1 erläutert, im Rahmen des BMBF-Forschungsprojektes „LandCaRe 2020“ durchgeführt wurden. Das Modellgebiet umfasst Deutschland und die modellierten Zeitscheiben die Zeiträume 01.01.1991-31.12.2000 sowie 01.01.2016-31.12.2025. Die Modellstruktur wird horizontal auf einem rotierten sphärischen Gitter mit einem Koordinaten-Nordpol bei 39.25°N und 162°W auf 162x222 Gitterpunkten berechnet. Dies entspricht einer räumlichen Auflösung von etwa 5x5 km². Vertikal wird die Modellstruktur auf 40 Modellschichten aufgelöst. Es wurde das Leapfrog-Zeitintegrationsschema verwendet und ein Modellzeitschritt von 30 sec gewählt. Aufgrund von Rechenzeitersparnis und der geringen räumlichen Auflösung entfiel die Anwendung eines Konvektionsschemas (Rockel, 2007). Desweiteren wurden alle Simulationen ohne Spectral-Nudging durchgeführt. Spectral-Nudging ist eine Methode zum dynamischen Downscaling zur Einbettung eines hochauflösenden dynamischen Modells in ein Globalmodell (von Storch u. a., 2000). Der Modelloutput der simulierten meteorologischen Variablen erfolgte stündlich. Die Konfiguration des COSMO-CLM_3 wurde für die Simulationen bis auf genannte Änderungen aufgrund der geringen räumlichen Auflösung analog zu den Einstellungen des CLM_3-K⁵ vorgenommen. Mit CLM_3-K ist die Konfiguration des COSMO-CLM_3 gemeint, mit welcher die Konsortialrechnungen (Hollweg u. a., 2008) am DKRZ durchgeführt wurden. Die entsprechenden Realisierungen C20_1, A1B_1 und B1_1⁶ der Konsortialrechnungen stellten die Anfangs- und dreistündlichen Randwerte für die Simulation des Kontrollklimas von 01.01.1991-31.12.2000 sowie für die Simulationen der Szenarien A1B und B1 im Zeitraum 01.01.2016-31.12.2025. Der Hindcast, welcher, wie in Kapitel 1 erläutert, nur für den Zeitraum 01.01.1991-01.10.1997 berechnet werden konnte, wurde in einem späteren Schritt mit NCEP/NCAR-Reanalysedaten 1 (Kalnay u. a., 1996) mit einer Gitterauflösung von 1.8° (ca. 200 km) als Anfangs- und sechsstündliche Randbedingungen angetrieben. Der Skalensprung von der räumlichen Auflösung der

⁵<http://www.clm-community.eu/embd/namelist/cosmo-clm/clm3/clm3Default.htm?ver=3>

⁶<http://www.mad.zmaw.de/service-support/consortium-model-runs/clm-experiments/>

Reanalysedaten von 1.8° zu der Auflösung von 0.04125° (etwa 5 km) wäre ohne einen Zwischenschritt zu groß, so dass eine Simulation für ein Gebiet mit einer niedrigeren Auflösung von 0.165° (etwa 18 km) durchgeführt werden musste. Die Ergebnisse dieser Simulation konnten als Anfangs- und dreistündliche Randwerte für den Hindcast in der gewünschten genutzt werden.

Die konstanten, externen Parameter, welche die Eigenschaften von Erdoberfläche und -boden charakterisieren, wurden aus der Datenbank des DWD zur Verfügung gestellt (Schättler; Schulz u. Schättler, 2009). Die Rauigkeitslängen für die Modellgitterboxen, welche die Koordinaten für die Stationen Lindenberg, Hamburg, Jülich, Karlsruhe und des Windparks abdecken, sind Tabelle 2.2 zu entnehmen. Die Zuordnung der Rauigkeitslänge z_0 zu Landnutzungsklassen erfolgte unter Hinzunahme von weiteren externen Parametern (Wurzeltiefe, Blattflächenindex und Vegetationsanteil) für die entsprechende Modellgitterbox.

Das Standardinterpolationsprogramm *int2lm1.7.2* wurde benutzt, um Anfangs- und Randbedingungen für das gewünschte COSMO-CLM Gitter aus dem Gitter der Antriebsdaten zu generieren.

2.2.2 MM5 3.7

Das PSU/NCAR Meteorologiemodell MM5 ist ein nicht-hydrostatisches mesoskaliges „Limited Area Model“ (LAM). Es wurde als Communitymodell zur Simulation und Prognose atmosphärischer Zirkulationsmuster im mesoskaligen Bereich von 1-100 km entwickelt. Es wird in dieser Arbeit in der Version 3.7 verwendet. Die wesentlichen Eigenschaften von MM5 sind die Multinesting-Fähigkeit, nicht-hydrostatische Dynamik, welche die Simulation von Prozessen unter 10 km Auflösung erlaubt, vollständige plattformunabhängige Parallelisierung oder Vektorisierung für verschiedene Computer-Architekturen, vierdimensionale Datenassimilation und eine Vielzahl von Optionen zur Behandlung physikalischer Prozesse.

Das vollständige Modellsystem besteht neben dem eigentlichen Simulationsprogramm MM5 aus einer Kette von Pre- und Postprozessor-Programmen. Eine genaue Beschreibung aller MM5-Optionen, sowie aller Pre- und Postprozessor-Programme ist auf der MM5-Homepage⁷ und bei Dudhia u.a. (2000) zu finden.

Die atmosphärischen Modellgleichungen in MM5 sind aus den allgemeinen Erhaltungsgleichungen für Impuls, Energie und Masse sowie Zustandsgleichungen für ein Fluid abgeleitet (Dudhia, 1993; Grell u. a., 1995). Die Darstellung der Erdoberfläche erfolgt in MM5 für mittlere Breiten wie z.B. Europa über eine Lambertprojektion (kanonische Projektion). MM5 verwendet horizontal krummlinige Koordinaten, und statt der Höhe wird eine oberflächenfolgende Koordinate σ verwendet. Für die numerische Lösung verwendet MM5 ein numerisches Gittersystem mit konstantem Gitterabstand, welches dem genannten Koordinatensystem angepasst ist. Es handelt sich dabei um

⁷<http://www.mmm.ucar.edu/mm5/>

ein sogenanntes Arakawa-B Gitter (staggered grid). In MM5 können verschiedene physikalische Parametrisierungen verwendet werden, welche in (Dudhia u. a., 2000) ausführlich beschrieben sind.

Für diese Arbeit wurden Windfelder für den Zeitraum 01.01.1991-31.12.2009 von der Anemos Gesellschaft für Umweltmeteorologie mbH zur Verfügung gestellt. Die Modellstruktur wurde horizontal auf 148x190 Gitterpunkten für das Gebiet Deutschland aufgelöst, was einer räumlichen Auflösung von etwa 5x5 km² entspricht, sowie auf 23 Vertikalniveaus (anemos, 2009). Es wurde das Leapfrog-Zeitintegrationsschema mit einem Modellzeitschritt von 15 sec verwendet sowie das Kain-Fritsch 2 Konvektionsschema (Kain u. Fritsch, 1993; Kain, 2004). Die Simulationsergebnisse wurden halbstündlich gespeichert. Die Anfangs- und sechsstündigen Randbedingungen lieferten über Multinesting NCEP/NCAR-Reanalysen 1. Die konstanten externen Parameter stammen aus Corine-Landnutzungsdaten⁸ (Vegetations- und Rauigkeitsverhältnisse) sowie dem SRTM Datensatz (Orographie) (Shuttle Radar Topography Mission, USGS EROS Data Center⁹). Tabelle 2.2 gibt Aufschluss über die in dem Modell verwendeten saisonbedingten Rauigkeitslängen der Modellgitterboxen, welche die Koordinaten der Stationen Lindenberg, Hamburg, Karlsruhe, Jülich und des Windparks abdecken.

2.3 Datenaufbereitung

Messdaten und -geräte unterliegen einer Kontrolle und Wartung, dürfen dennoch nicht ohne weiteres verwendet werden. Der folgende Abschnitt beschreibt die Kontrolle, Korrektur und Aufbereitung der Beobachtungs- sowie Modelldaten.

2.3.1 Windmessungen

Als Korrektur der gemessenen Zeitreihen wird das Aussortieren und Kennzeichnen als Fehlwerte NA von unplausiblen Werten bezeichnet. Unplausible Werte sind: Windgeschwindigkeiten kleiner 0 m/s und Windrichtungen außerhalb des Bereiches 0-360°. Große Werte in der Windgeschwindigkeit deuten auf Fehlmessungen hin, falls die Nachbarwerte wesentlich niedriger sind. Windgeschwindigkeiten von 0 m/s über mehrere Minuten können durch Einfrieren der Anemometer erklärt werden. Eine gleichbleibende Windrichtung über mehrere Minuten deutet auf das Einfrieren der Windfahne oder auf eine extrem geringe Windgeschwindigkeit. Für diesen Fall ist die Windrichtung nicht definiert (Lange, 2001).

⁸http://www.corine.dfd.dlr.de/intro_de.html

⁹<http://eros.usgs.gov/>

¹⁰Lists of Landuse/Vegetation and Soil Categories siehe http://www.mmm.ucar.edu/mm5/documents/MM5_tut_Web_notes/TERRAIN/terrain.htm

Tabelle 2.2: *Rauhigkeitslänge z_0 in m für die Modellgitterboxen, welche die Stationen Lindenberg, Hamburg, Karlsruhe und Jülich beinhalten aus COSMO-CLM_3 und saisonal (Sommer 15.04.-15.10., Winter 15.10.-15.04.) aus MM5 3.7 sowie deren Bedeutung für die Landnutzung*

Standort	COSMO-CLM_3		MM5 3.7		
	z_0 in m	Veg.*	z_0 in m So	z_0 in m Wi	Veg.**
Hamburg	0.63	städtisch,	0.80	0.80	städtisch
Lindenberg	0.15	agrарwirtsch., Grassland	0.15	0.05	agrарwirtsch.
Jülich	0.70	bewaldet, städtisch begrünt	0.15	0.05	agrарwirtsch.
Karlsruhe	1.01	städtisch, industriell	0.5	0.5	Laub-/Nadel- Mischwald
Windpark	0.25	agrарwirtsch., bewaldet	0.15	0.05	agrарwirtsch.

*)Klassifizierung von z_0 in Vegetationsklassen (Doms u. a., 2007) und

**)Klassifizierung von z_0 in USGS Vegetationsklassen¹⁰

Zur Weiterverarbeitung wurden nur Datenpaare verwendet, in denen Windrichtung und -geschwindigkeit nicht als Fehlwerte gekennzeichnet wurden. Für den untersuchten Zeitraum stehen am Standort Jülich keine Messungen der Windgeschwindigkeit in 100 m Höhe zur Verfügung. Die Werte für diese Höhe wurden als Mittel der Messungen aus den Höhen 80 m und 120 m errechnet. Die zugehörige Windrichtung kann nicht angegeben werden, da Messungen diesbezüglich nur in Höhe von 30 m ü.G. vorliegen.

Der spätere Vergleich von Modell- und Messdaten erzwingt eine weiterführende Verarbeitung der beobachteten Zeitreihen. Da die Modelldaten des COSMO-CLM_3 nur als instantane Stundenwerte vorliegen, müssen die Messreihen angeglichen werden. Aus den Messreihen der Standorte Lindenberg, Jülich und Karlsruhe wurden daher die Werte zur vollen Stunde als Repräsentanten der instantanten Stundenwerte gewählt. Aus Konsistenzgründen zu der zeitlichen Auflösung der Messungen an den genannten Standorten, wurden die Stundenwerte für den Standort Hamburg aus dem Mittel der minütlichen Messwerte über das 10-Minuten-Intervall jeweils vor einer vollen Stunde gewonnen. Die Mittelung erfolgte, wenn mindestens 7 von 10 Werten in diesem Intervall vorhanden waren. Die Berechnung der mittleren Windrichtung erfolgte über die Betrachtung des Winkels. Zur Kontrolle des Ergebnisses wurde aus den Messwerten des Zeitintervalles der Hauptwindrichtungssektor bestimmt. Die errechnete Windrichtung wurde als Fehlwert gekennzeichnet, wenn sie deutlich außerhalb des ermittelten Sektors lag.

Das Ergebnis sind Zeitreihen von Beobachtungen der Windgeschwindigkeit und -richtung für die vier genannten Standorte in einer zeitlichen Auflösung von einer Stunde. Die Werte werden als instantane Werte betrachtet. Die Datenverluste durch die Bearbeitung betragen je nach Zeitreihe 0.5-4%. Die Abbildungen 2.4 - 2.7 veranschaulichen die Windverhältnisse an den vier Messstationen nach Aufbereitung der Messdaten. An allen Standorten liegen ähnliche Häufigkeitsverteilungen der Windgeschwindigkeit vor mit Mittelwerten zwischen 5-6 m/s. Für die Berechnung von Energieerträgen aus Windgeschwindigkeiten sind die Windrichtungen in dieser Arbeit nicht von Interesse. Die Ableitung der Tageserträge ist ausschließlich auf die Windgeschwindigkeit beschränkt.

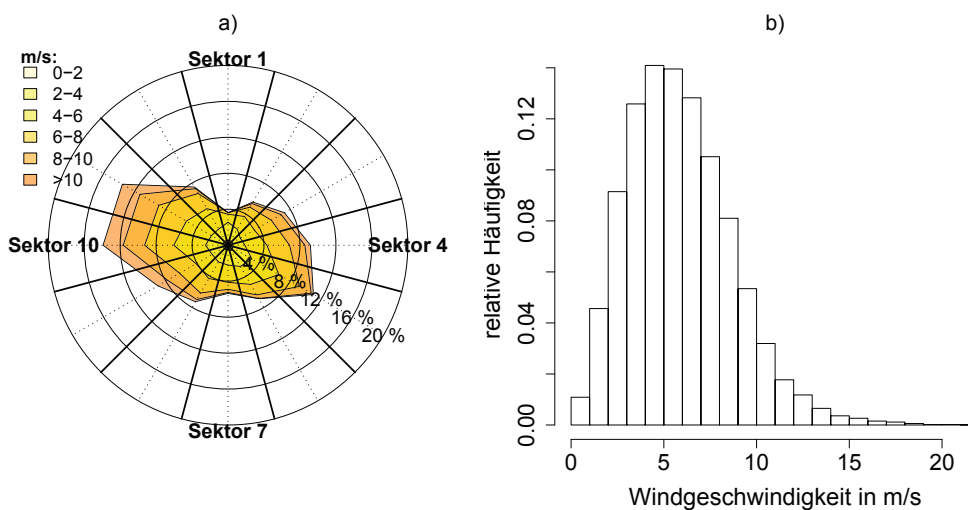


Abbildung 2.4: Standort Hamburg-Billwerder 110 m ü.G.; Stundenwerte; 01.01.1995-01.10.1997: a) Häufigkeitsverteilung der Windrichtung in 30°-Klassen, b) Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit in Klassen von 1 m/s

2.3.2 Energieerträge Windpark Beeskow

Die Energieertragsdaten des Windparks Beeskow stehen in Form von Tageswerten in kWh/Tag zur Verfügung. Es handelt sich dabei genau genommen um Summen der abgegebenen Leistung pro Tag für jede der 19 sich im Park befindenden Anlagen. Die WEA vom Typ Vestas V80-2.0MW haben eine Nabenhöhe von 100 m und einen Rotordurchmesser von 80 m. Die Anlagen werden zwischen 3 und 25 m/s betrieben und erreichen ihre Nennleistung von ca. 2 MW (Megawatt) bei ungefähr 16 m/s. Das heißt, dass ab dieser Geschwindigkeit die abgegebene Leistung konstant bei ca. 2 MW liegt. Zusätzlich zu den Tageserträgen liegen Werte über die Verfügbarkeit in % für jede WEA pro Tag vor. Durch diese Verfügbarkeiten sind Ausfallquoten aufgrund von

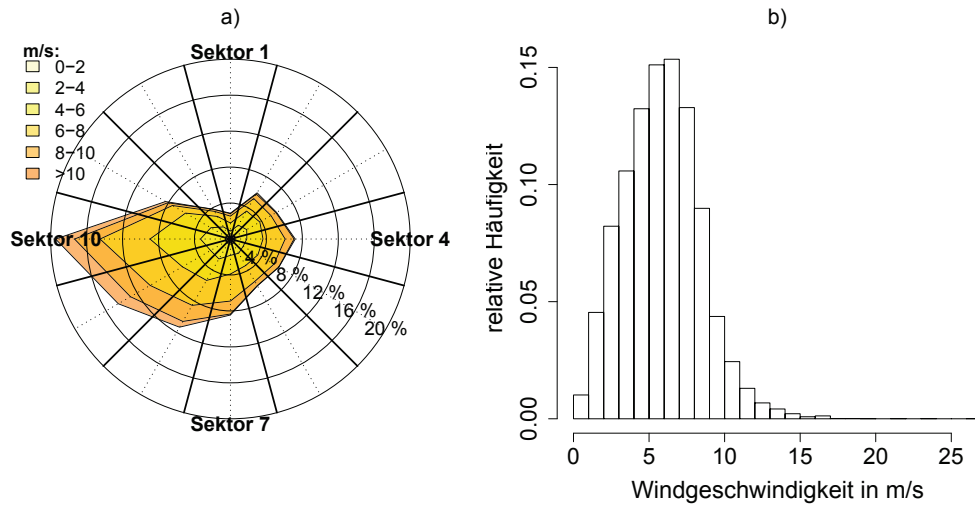


Abbildung 2.5: Standort Lindenberg; 98 m ü.G.; Stundenwerte; 23.04.2005-28.02.2007: a) Häufigkeitsverteilung der Windrichtung in 30°-Klassen, b) Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit in Klassen von 1 m/s

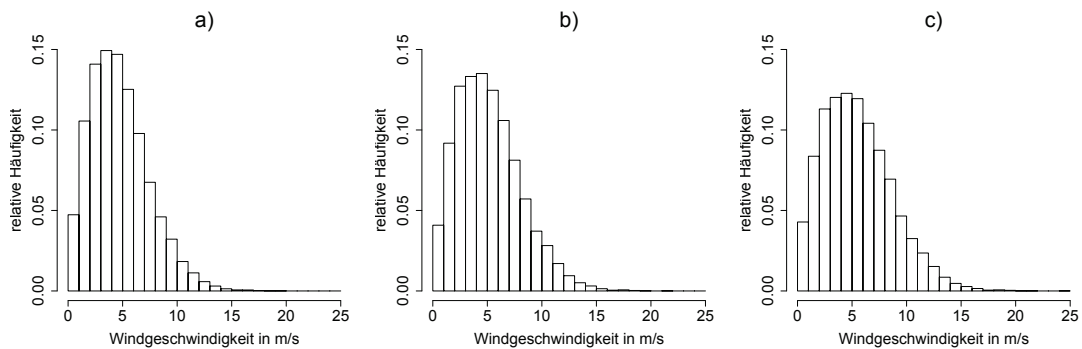


Abbildung 2.6: Standort Jülich; Stundenwerte; 01.01.1995-01.10.1997: Häufigkeitsverteilungen der Windgeschwindigkeit in Klassen von 1 m/s für a) Messungen in 80 m ü.G., b) interpolierten Werten in 100 m ü.G. aus Werten in 80 m und 120 m ü.G., c) Messungen in 120 m ü.G.

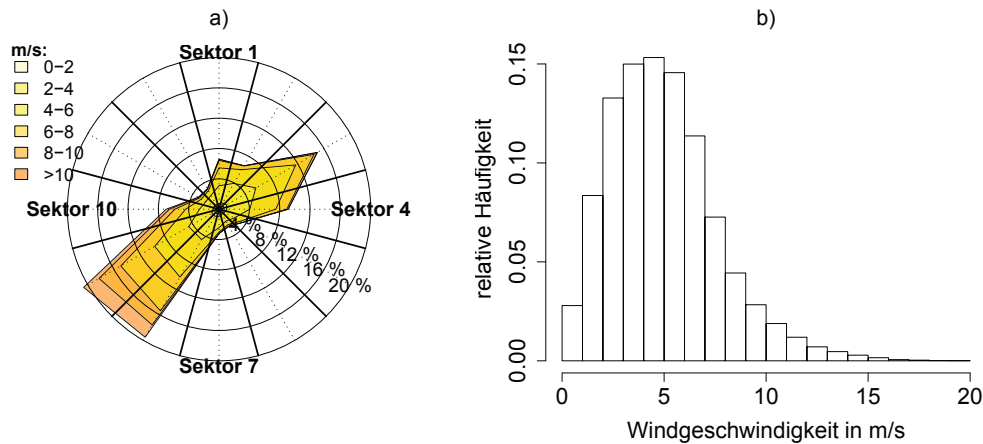


Abbildung 2.7: Standort Karlsruhe; 100 m ü.G.; Stundenwerte; 01.01.1991-01.10.1997: a) Häufigkeitsverteilung der Windrichtung in 30°-Klassen, b) Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit in Klassen von 1 m/s

Wartungsarbeiten, Schäden etc. dokumentiert. Für die Untersuchungen wurden die Tageserträge der Anlagen verwendet, für welche eine Ausfallquote kleiner als 5%, was 1.2 Stunden pro Tag entspricht, angegeben war. So kann eine gewisse Verlässlichkeit der Ertragswerte gewährleistet werden. Es blieben 89.23% der Ausgangsdaten erhalten. Die ausgewählten Daten wurden anschließend um ihre Verfügbarkeit korrigiert, so dass jeder berechnete Wert den Ertrag einer theoretisch voll einsetzbaren WEA widerspiegelt. Bei dieser Verfügbarkeitskorrektur wird angenommen, dass während der Ausfallzeiten die mittleren Windverhältnisse des jeweiligen Tages vorherrschten. Absolute Ausreißer und Negativwerte wurden eliminiert. Abb. 2.8 zeigt die kumulativen Häufigkeiten der Tageserträge der einzelnen Anlagen im Zeitraum 23.04.2005-28.02.2007. In dem Untersuchungszeitraum liefern die 19 WEA des Windparks im Durchschnitt jeweils sehr unterschiedlich hohe Tageserträge in dem Bereich von 6432 kWh/Tag bis 9613 kWh/Tag. Der durchschnittliche Tagesertrag des Gesamtparks liegt bei ca. 7351 kWh/Tag. Nach Betrachtung der Windverhältnisse in Lindenberg (Abb. 2.5) und der Anordnung der Anlagen im Park (Abb. 2.3) gibt die Darstellung 2.8 die Erwartung wieder, dass insbesondere die Anlagen 10, 13 und 19 aufgrund ihres Standortes zur Hauptwindrichtung die höchsten Ertragssummen liefern.

2.3.3 Modelldaten COSMO-CLM_3

Die Ausgabe der Windkomponenten U (in x-Richtung) und V (in y-Richtung) erfolgt im COSMO-CLM_3 vertikal auf einem Arakawa-C-Gitter auf Modellflächen. U ist dabei in x-Richtung an den Rand der Modellgitterbox (vgl. Abb. 2.2) verschoben und V

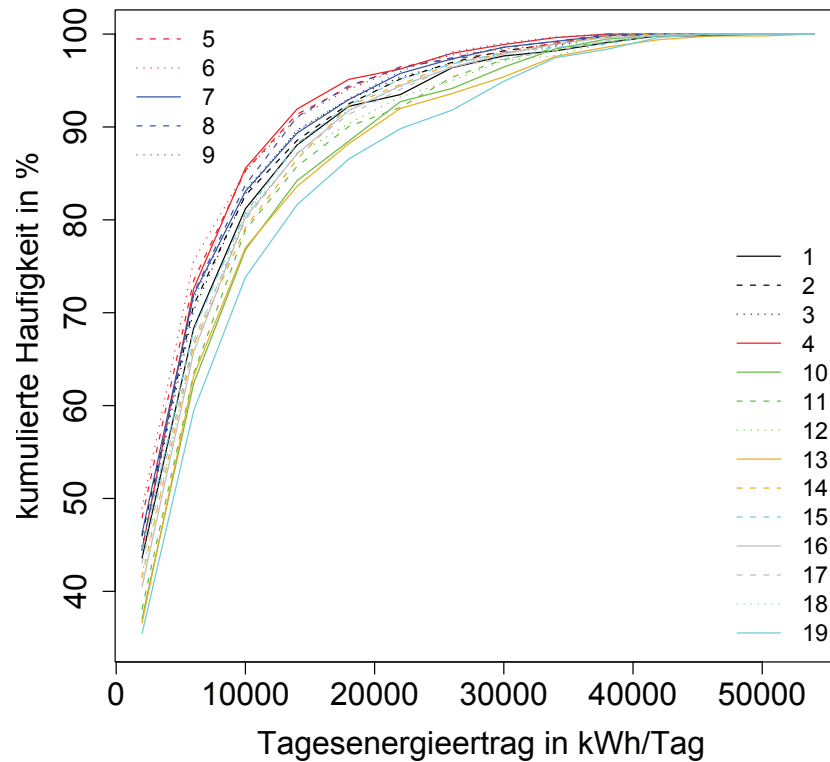


Abbildung 2.8: kumulierte Häufigkeitsverteilung der korrigierten Tagessummen des Windpark Beeskow von 19 Anlagen Vestas V80-2.0MW auf Basis von Klassen in 4000 kWh/Tag; Zeitraum: 23.04.2005-28.02.2007

entsprechend in y-Richtung. U und V haben demzufolge keinen gemeinsamen räumlichen Gitterpunkt. Zur Berechnung der Windgeschwindigkeit wurden U und V pro Gitterbox auf einen gemeinsamen Punkt, den Massenmittelpunkt, durch Mittelung der entsprechenden benachbarten Komponenten interpoliert. Anschliessend wurden U und V für die benötigten Höhen von 98-110 m über Grund durch lineare Interpolation zwischen den Mitten der Modellschichten berechnet. Zur Weiterverarbeitung der Komponenten in geografischem Gitter, wurden U und V entrotiert und die Windgeschwindigkeiten an den Koordinaten der betrachteten Stationen nach Tabelle 2.1 durch gewichtete Interpolation bezüglich der Entfernung aus den entsprechenden vier umliegenden Gitterpunkten errechnet.

2.3.4 Modelldaten MM5 3.7

Die Ausgabe der Windkomponenten U und V erfolgt in MM5 auf einem Arakawa-B Gitter. U und V haben denselben Modellgitterpunkt auf den Ecken des Modellgitters (Abb. 2.2). Die Windgeschwindigkeit kann an diesem Punkt nach Entrotation der Komponenten auf das geografische Koordinatengitter berechnet werden. Die Interpolation auf die benötigten Höhen von 98-110 m ü.G. erfolgte durch lineare Interpolation zwischen den Modellniveaus. Die Interpolation auf die Koordinaten der Standorte erfolgte mittels gewichteter Interpolation bezüglich der Entfernung aus den vier umliegenden Koordinatenpunkten.

3 Die Ableitung von Tagesenergieerträgen aus der Windgeschwindigkeit

Um die gemessenen oder simulierten Windgeschwindigkeiten v in m/s mit den beobachteten Tagesertragsdaten y in kWh des Windparks Beeskow vergleichen zu können, müssen die Werte der Datensätze bezüglich ihrer Maßeinheit sowie zeitlichen Auflösung gleich sein. Notwendig ist demzufolge die Erarbeitung eines Algorithmus T , welcher Windgeschwindigkeiten in Tagesenergieerträge überführt.

Im folgenden Kapitel wird nach einer Einführung in die Theorie der Windenergie (Abschnitte 3.1-3.2) der Algorithmus T in Abschnitt 3.3 vorgestellt. Die zur Bewertung des Ergebnisses verwendeten statistischen Mittel werden in Abschnitt 3.4 erläutert. Die Vor-, Nachteile und Unsicherheiten von Algorithmus T werden schließlich in Abschnitt 3.5 diskutiert. Hierfür wird T auf die Beobachtungsdaten $\vec{v}_{obs}(LB)$ des Messmast des MOL-RAO (Kapitel 2) angewendet. Das Ergebnis $T(\vec{v}_{obs}(LB))$ stellt die beobachteten Windgeschwindigkeiten in Form von theoretisch erzielbaren Tageserträgen dar und ist somit ein Indikator für die realen Windgeschwindigkeiten am Standort Lindenberg. $T(\vec{v}_{obs}(LB))$ dient daher als Orientierung bei der sinnvollen Aufbereitung der Produktionsdaten des Windparks Beeskow in Kapitel 4.

3.1 Physikalische Grundlagen

In der klassischen Mechanik wird die Energie eines Systems definiert als dessen Fähigkeit, Arbeit zu leisten. Bei der Windenergie handelt es sich um die kinetische Energie der bewegten Luftmassen der Atmosphäre, also die Energie, die der Wind aufgrund seiner Bewegung enthält. Durch Arbeit wird Energie in verschiedene Energieformen umgewandelt. So kann die kinetische Energie von bewegten Luftmolekülen mit Geschwindigkeit v durch die Rotoren von Windkraftanlagen in Rotationsenergie umgesetzt werden, welche wiederum durch die angeschlossenen Generatoren in elektrische Energie umgewandelt wird. Die Leistungsfähigkeit von Windkraftanlagen wird an der Menge der produzierten elektrischen Energie gemessen, welche in kWh oder MWh (Megawattstunden) für einen bestimmten Zeitraum angegeben wird (DWIA, 2002).

Betrachten wir eine Rotorfläche A mit Radius r , welche senkrecht zur Windrichtung steht, so dass sie in einer Zeit t mit der Masse

$$m = \rho A v t = \rho \pi r^2 v t \quad (3.1)$$

durchströmt wird. Es ergibt sich somit für die kinetische Energie E_{kin} im durchströmenden Wind:

$$E_{kin} = \frac{1}{2}mv^2 = \frac{1}{2}\rho\pi r^2 v^3. \quad (3.2)$$

Es ist deutlich, dass die Windgeschwindigkeit v ein bestimmender Anteil bei der Energieausbeute ist. Es sei an dieser Stelle aber darauf hingewiesen, dass die Energie des Windes, welche durch Windkraftanlagen genutzt werden kann, durch viele Faktoren erheblich geringer ist. Ein Grund dafür wird durch das *Betz'sche Gesetz* erklärt:

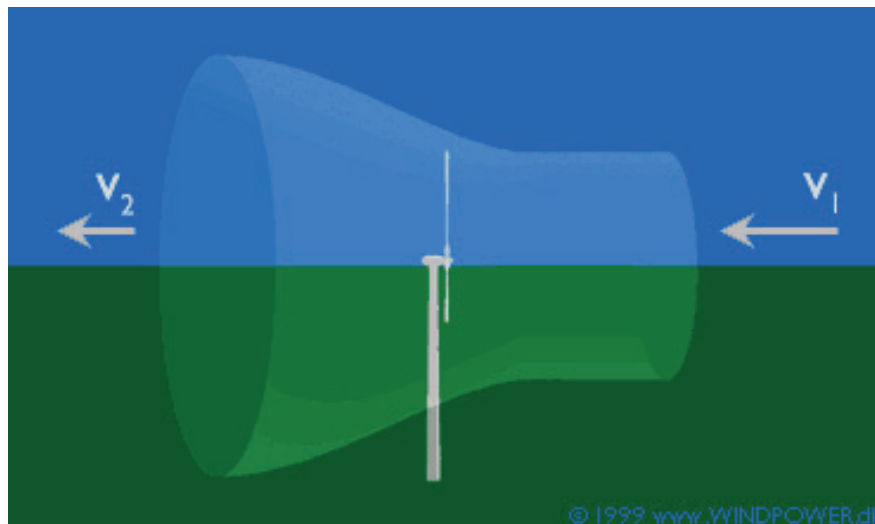


Abbildung 3.1: Veranschaulichung des Betz'schen Gesetzes; Anströmung einer Rotorfläche mit Windgeschwindigkeit v_1 und verbliebener Geschwindigkeit v_2 nach Energieentnahme; Quelle: Danish Wind Industry Association (DWIA, 2002)

Man stelle sich eine Anlage vor, deren Rotor senkrecht mit Luft angeströmt wird (Abb. 3.1). Während der Bewegung der Luft durch den Rotor wird dem Wind Energie entzogen. Je mehr Energie entzogen wird, desto stärker wird der Wind beim Austritt aus der Rotorfläche abgebremst. So kann man sich vergegenwärtigen, dass, würde dem Wind gänzliche Energie entzogen, die Geschwindigkeit hinter dem Rotor gleich null betrüge. Das heißt, die anströmende Luft würde den Rotor nicht verlassen. Diese Tatsache würde jedoch bedeuten, dass auf der anderen Seite vor dem Rotor keine Luft einströmen könnte. Somit wäre der Fluss unterbrochen und eine Energiegewinnung unmöglich. Würde andererseits die Luft ungehindert und ohne Abbremsung den Rotor passieren, könnte auch keine Energie gewonnen werden. Es muss also einen Bereich zwischen diesen beiden Extrema geben, in dem durch Abbremsen des Windes nutzbare mechanische Energie gewonnen wird, welche in elektrische Energie umgewandelt werden kann (Gasch u. Twele, 2010).

Seien v_1 und v_2 die Geschwindigkeiten der Luft weit vor bzw. weit hinter dem Rotor. Man nehme an, dass die Geschwindigkeit v am Rotor der Mittelwert aus v_1 und v_2 sei. Es ergibt sich für die den Rotor durchströmende Masse:

$$m = \rho A t \frac{v_1 + v_2}{2}. \quad (3.3)$$

Die Energie, die am Rotor der Luft entnommen wird, kann mit der Differenz der vor dem Rotor zur Verfügung stehenden und der hinter dem Rotor noch vorhandenen Energie beschrieben werden:

$$E_{kin} = \frac{1}{2} m (v_1^2 - v_2^2). \quad (3.4)$$

Man erhält die am Rotor entnommene Energie mit

$$E_{kin} = \frac{1}{4} \rho A t (v_1 + v_2) (v_1^2 - v_2^2). \quad (3.5)$$

Für die Leistung $P = E_{kin}/t$ des Windes, ergibt sich nun das Verhältnis zwischen vorhandener Leistung P_0 und tatsächlich genutzter Leistung P_{nutz} zu

$$\frac{P_{nutz}}{P_0} = \frac{1}{2} \left[1 + \left(\frac{v_2}{v_1} \right)^2 \right] \left[1 + \frac{v_2}{v_1} \right]. \quad (3.6)$$

Dieses Verhältnis wird *Betz'scher Leistungsbeiwert* c_P genannt und ist als Erntegrad zu verstehen. Das Maximum wird nach Substitution durch $x = v_2/v_1$ und Ableiten bei $x = 1/3$ gefunden. Eingesetzt in obige Gleichung 3.6 ergibt sich der maximale Beiwert $c_P \left(\frac{1}{3} \right) \approx 0.593$. Das bedeutet, dass die genutzte Leistung des Windes maximal 59.3% der im Wind vorhandenen Leistung beträgt, aber auch nur dann, wenn der Wind auf ein Drittel seiner ursprünglichen Geschwindigkeit abgebremst wird (Betz, 1926).

Leider ist selbst mit Kenntnis des *Betz'schen Gesetzes* keine allgemeingültige Regel vorstellbar, das Verhältnis der im Wind vorhandenen und der tatsächlich gewonnenen Energie zu beschreiben, da noch andere Komponenten eine Rolle bei der Umwandlung spielen. Die Lösung zur Definition des Zusammenhanges zwischen Windgeschwindigkeiten und der abgegebenen Energie einer Windkraftanlage liegt bei den *Leistungskurven*.

3.2 Die Leistungskurve

Durch eine Leistungskurve wird das Verhältnis zwischen gemessenen Windgeschwindigkeiten und der daraus resultierenden abgegebenen elektrischen Leistung einer WEA beschrieben. Viele Faktoren machen es unmöglich, ein Gesetz zur Beschreibung der abgegebenen elektrischen Leistung in Abhängigkeit der Windgeschwindigkeit abzuleiten. Selbst die ideale Windkraftanlage könnte nur ca. 60% der kinetischen Energie des Windes in mechanische Energie umwandeln (Betz'sches Gesetz; Abschnitt 3.1). Deshalb muss die Leistungskennlinie rechnerisch oder mittels Feldmessungen in Gebieten mit geringen Turbulenzen erhoben werden. Errechnete Leistungskurven benötigen Entwurfsdaten für Rotoren und Antriebsstränge. Erhobene Kennlinien ergeben sich aus gleichzeitiger Messung der Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe und abgegebener Leistung in einem Mittelungszeitraum von 30 Sekunden bis 10 Minuten.

Bereits an dieser Stelle werden mögliche Fehlerquellen bei der Ableitung von Energieerträgen aus Windgeschwindigkeiten unter Verwendung einer Leistungskennlinie deutlich. Steht nämlich der Mast für die Windmessungen während der Vermessung der Kennlinie zu dicht an der WEA, kann er durch Staueffekte beeinflusst werden. Ist er zu weit entfernt, kann nicht gewährleistet werden, dass die Windgeschwindigkeit am Mast der Windgeschwindigkeit an der WEA entspricht. Außerdem ist die Windgeschwindigkeit während der Vermessung nicht konstant. Es kommt zu Schwankungen, so dass die Luftsäule, die den Rotor passiert, nicht exakt gemessen werden kann. Es ist daher üblich, Durchschnittswerte verschiedener Messungen bei jeder Windgeschwindigkeit zu verwenden (Hau, 2008). Sogar zertifizierte Leistungskurven können bei nur geringen Störungen der gemessenen Windgeschwindigkeit einen Fehler von +/- 10% aufweisen, da der Energiegehalt in der Luft mit der 3. Potenz der Windgeschwindigkeit steigt (DWIA, 2002). Leistungskurven sind weiterhin einem bestimmten Anlagentyp zugeordnet sowie dem Entwicklungsstand desselben zum Zeitpunkt der Messungen. Wegen der Ermittlung der Leistungskurve in Gebieten mit geringen Turbulenzen sind sie wenig repräsentativ für komplexes Terrain.

Die Wertepaare der in dieser Arbeit verwendeten Leistungskennlinie, siehe Abb. 3.2, wurden aus einer unterschiedlichen Anzahl von gemessenen Datensätzen pro Windgeschwindigkeit jeweils über einen Zeitraum von 10 Minuten gemittelt. Die Referenzluftdichte betrug dabei 1.225 kg/m^3 (WINDTEST, 2001). Die Anlaufgeschwindigkeit der entsprechenden Windkraftanlagen liegt bei 3.14 m/s und die Abschaltgeschwindigkeit bei 25 m/s . Extremwinde spiegeln sich somit nicht explizit in den Erträgen wider. Die sogenannte Nennleistung wird bei einer Windgeschwindigkeit von ca. 16.6 m/s erreicht. Das bedeutet, dass ab diesem Wert die abgegebene Leistung konstant ist. Zur späteren Analyse von abgeleiteten Tageserträgen wird der Graph der Kennlinie in Abhängigkeit der Windgeschwindigkeit für diese Arbeit in drei Bereiche unterteilt. Bereich 1 umfasst dabei den Abschnitt der Geschwindigkeiten von Anlaufgeschwindigkeit bis zum fast linearen Bereich 2 von ca. $7\text{-}11 \text{ m/s}$ um den Wendepunkt der Kennlinie herum. Der Bereich 3 beschreibt den Graphen oberhalb des linearen Berei-

ches bis zur Abschaltgeschwindigkeit.

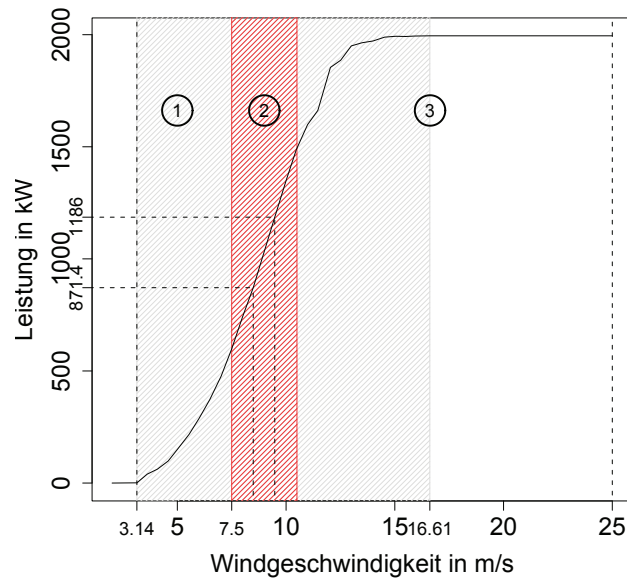


Abbildung 3.2: Leistungskurve für Anlagentyp Vestas V80-2.0MW OptispeedTM (WINDTEST, 2001), Kennzeichnung der Anlauf-/Abschaltgeschwindigkeit (3.14 m/s / 25 m/s) und Windgeschwindigkeit für Erreichen der Nennleistung bei 16.61 m/s

3.3 Berechnung von Energieerträgen

Die Ableitung der Tageserträge aus Windgeschwindigkeiten geschieht mit Hilfe des nachfolgend beschriebenen Algorithmus T . Dabei wird die Leistungskurve aus Abschnitt 3.2 verwendet, die bestimmten Windgeschwindigkeiten v Energieerträge y für den Anlagentyp Vestas V80-2.0MW zuordnet. Zur Erinnerung wird an dieser Stelle darauf hingewiesen, dass die für diese Arbeit verfügbaren Datensätze in unterschiedlicher zeitlicher Auflösung vorliegen. Aus beobachteten bzw. modellierten Windgeschwindigkeiten, welche in maximaler zeitlicher Auflösung von 10 Minuten bzw. 1 Stunde vorliegen, werden in dieser Arbeit daher Energieerträge in Form von Tageswerten abgeleitet werden. So wird die Vergleichbarkeit mit den beobachteten Tagesertragsdaten des Windparks ermöglicht. In diesem Abschnitt ist zunächst die Berechnung von Tageserträgen aus Windgeschwindigkeiten, gemessen am Standort Lindenberg, das Ziel. Diese abgeleiteten Energieertragsdaten dienen in Kapitel 4 als Orientierung zur geeigneten Aufbereitung der Produktionsdaten des Windparks. Die Übertragung von Windgeschwindigkeiten in Energieerträge erfolgt mittels einer

nichtlinearen Leistungskurve. Es ist daher interessant zu untersuchen, welchen Einfluss die unterschiedlichen zeitlichen Auflösungen der Eingangs- bzw. Winddaten auf die Ertragsberechnung haben. Im folgenden Algorithmus ist es daher möglich, ein Intervall Δt für die beobachteten Winddaten $\vec{v}_{obs}(LB)$ vorzugeben, um aus z.B. 10-Minuten-, Stunden- oder Tageswerten einen Tagesenergieertrag zu bestimmen. Diese Intervalle wurden für die Untersuchung gewählt, weil die verwendete Leistungskurve auf Messungen und Mitteln aus 10-Minuten-Intervallen basiert. Außerdem ist eine zeitliche maximale Auflösung der Messdaten von 10 Minuten gegeben. Die spätere Berechnung von Erträgen aus Modelldaten kann aber höchstens aus Stundenwerten erfolgen, da die Windfelder durch das verwendete COSMO-CLM_3 nur in dieser Auflösung vorliegen. Wie sich die Berechnung aus Tagesmitteln der Windgeschwindigkeit auf die Ertragsbildung auswirkt, wird untersucht, weil die aufzubereitenden Ertragsdaten des Windparks als Tagessummen vorliegen.

Ausgehend von Winddaten in Form von 10-Minuten-, Stunden- oder Tageswerten werden nun entsprechend viele Teiltageserträge durch lineare Interpolation zwischen den Stützstellen, welche von der Leistungskurve angegebenen sind, bestimmt und summiert. Die Berechnung der Teilerträge eines Tages erfolgt, wenn mehr als 90% der Winddaten in maximaler zeitlicher Auflösung für diesen Tag vorliegen. Die Anzahl der Teilerträge ist abhängig von der Anzahl der verwendeten Messwerte pro Tag. Die Summe der Teilerträge muss daher durch einen Faktor korrigiert werden. Alle Abweichungen zwischen den errechneten Tageserträgen auf Basis von 10-Minuten-, Stunden- oder Tageswerten ergeben sich wegen der Nichtlinearität der verwendeten Leistungskurve als Folge einer Mittelung vor bzw. nach dem Übertrag der Windgeschwindigkeit in den Energieertrag.

Zur Vereinfachung beschreibe anschließend $\vec{y}_{LB}(\Delta t)$ die berechneten Tageserträge über einen zu untersuchenden Zeitraum in Abhängigkeit von einem Intervall Δt der eingehenden Windgeschwindigkeiten des Messmasten in Lindenberg mit $\Delta t \in [10\text{min}, 1\text{h}, 1\text{d}]$.

3.4 Der Vergleich von Energieertragsdatensätzen aus Windgeschwindigkeiten mit unterschiedlicher zeitlicher Auflösung

Die Herleitung von Tageserträgen aus zeitlich unterschiedlich aufgelösten Windgeschwindigkeiten resultiert wegen der Nichtlinearität der verwendeten Leistungskurve in von einander abweichenden Ertragsdatensätzen. Zur Abschätzung der Unterschiede zwischen abgeleiteten Ertragsdaten in Abhängigkeit von Δt und auch im Hinblick auf die sinnvolle Aufbereitung von beobachteten Parkdaten müssen die Datensätze miteinander verglichen werden. Diese Vergleiche beruhen auf statistischen Parametern und Methoden. Um diese geeignet zu wählen, wird zunächst ein Test auf Normalverteilung der Daten durchgeführt. Ein teststarkes Verfahren hierfür ist der Shapiro-Wilk-

Test (Shapiro u. Wilk, 1965; Duller, 2008). Der Test prüft mittels einer Prüfgröße W die Hypothese (Nullhypothese H_0), dass die Beobachtungen in einer Zufallsstichprobe x_1, x_2, \dots, x_n einer normalverteilten Zufallsvariablen zugeordnet werden können. Überschreitet W einen kritischen Wert W_{krit} , so wird H_0 nicht abgelehnt. Kritische Werte für Stichproben mit $n > 50$ können mittels Monte-Carlo-Simulation ermittelt werden. Alternativ wird daher ein Signifikanzwert (p-Wert) errechnet, welcher die Wahrscheinlichkeit für eine gegebene (beobachtete) Situation unter der Annahme von H_0 angibt (Sachs u. Hedderich, 2006). p-Werte kleiner als 0.05 sind in dieser Arbeit Anlass, H_0 zu verwerfen. Zusätzlich werden Schiefe (Gleichung 3.7) und Exzess (Gleichung 3.8) der Verteilungen berechnet und ein Quantil-Quantil-Diagramm (QQ-Plot) zur Untermauerung des Testergebnisses herangezogen. Die Schiefe $v(X)$ bzw. der Exzess $\gamma(X)$ sind definiert durch das 3. bzw. 4. *zentrale Moment*, welche die Verteilung der Wahrscheinlichkeitsmaße um den Erwartungswert $\mu = E(X)$ einer Zufallsvariable X beschreiben:

$$v(X) = \frac{E((X - E(X))^3)}{\sigma^3(X)} \quad (3.7)$$

und

$$\gamma(X) = \frac{E((X - E(X))^4)}{\sigma^4(X)} - 3 \quad (3.8)$$

$\sigma(X)$ entspricht dabei der Standardabweichung. Für normalverteilte Daten gilt $v(X) = 0$ und $\gamma(X) = 0$. Werte $v(X) \neq 0$ oder $\gamma(X) \neq 0$ deuten auf eine nichtsymmetrische bzw. flach-/steilgipflige Verteilung hin. Diese Eigenschaften sind für normalverteilte Daten nicht gültig.

Die Anwendung des Shapiro-Wilk-Tests und die Berechnungen von Schiefe und Exzess der Verteilungen erfolgen für normierte Ertragsdatensätze $y^* = \frac{y}{\|y\|}$ mit

$$\|y\| = \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n y_i^2} \quad \text{mit } n = \text{Anzahl der Werte.}$$

Tabelle 3.1 fasst das Ergebnis des Tests auf Normalverteilung der normierten Ertragsdaten $y_{LB}^*(\Delta t)$ mit $\Delta t \in [10\text{min}, 1\text{h}, 1\text{d}]$ zusammen. Für jeden Datensatz ist der Wert für sowohl Schiefe als auch Exzess positiv. Dies deutet auf eine rechtsschiefe, steilgipflige Verteilung. Der errechnete p-Wert ist in allen Fällen fast 0. Die Annahme auf Normalverteilung kann somit abgelehnt werden. Abb. 3.3 zeigt die Verteilung und den QQ-Plot der normierten Erträge im Vergleich zu einer theoretischen Normalverteilung mit gleichem Mittelwert und Standardabweichung. p-Wert, Schiefe, Exzess und QQ-Plot sagen aus, dass Energieertragsdaten nicht normalverteilt sind.

Tabelle 3.1: Test auf Normalverteilung für normierte (Euklidische Norm) Tagesenergieerträge $\vec{y}_{LB}(\Delta t)$ mit $\Delta t=[10\text{min}, 1\text{h}, 1\text{d}]$: Schiefe, Exzess, Prüfgröße W, p-Wert (Shapiro-Wilk-Test)

Shapiro-Wilk	$y_{LB}^*(10\text{min})$	$y_{LB}^*(1\text{h})$	$y_{LB}^*(1\text{d})$
#Werte	676	676	676
Schiefe	1.54	1.57	1.81
Exzess	2.22	2.32	3.29
Prüfgröße W	0.85	0.84	0.8
p-Wert	3.82e-25	1.62e-25	4.83e-28

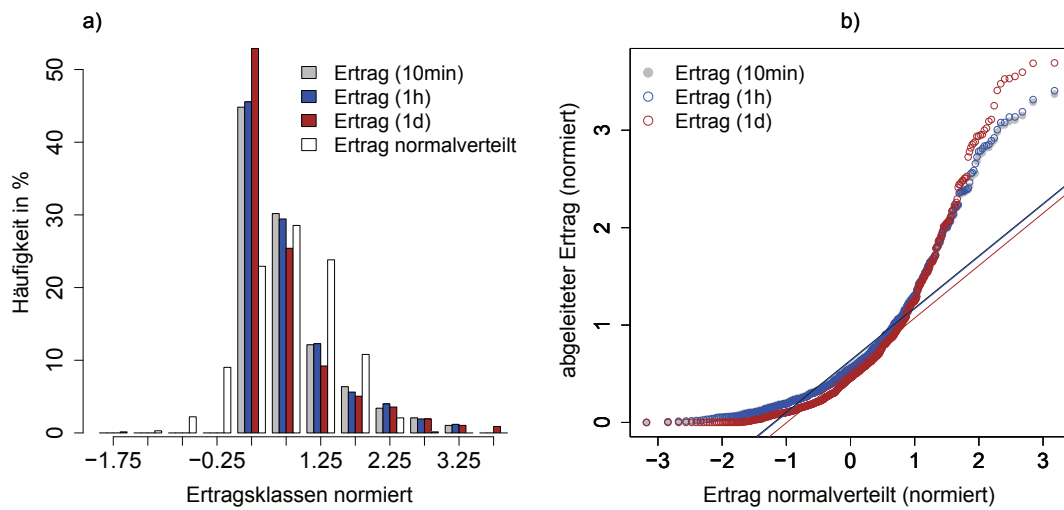


Abbildung 3.3: a) Häufigkeitsverteilung von normierten (Euklidische Norm) Ertragsdaten $y_{LB}^*(\Delta t)$ mit $\Delta t \in [10\text{min}, 1\text{h}, 1\text{d}]$ abgeleitet aus Windmessungen am Mast in Lindenberg im Zeitraum 23.04.2007-28.02.2007 und normierten normalverteilten Ertragsdaten (randomisierte Generierung aus Mittelwert und Standardabweichung berechnet aus $y_{LB}^*(10\text{min})$) in Klassen von 0.5, b) QQ-Plot: normierte normalverteilte Ertragsdaten (x-Werte) und normierte Ertragsdaten $y_{LB}^*(\Delta t)$ mit $\Delta t \in [10\text{min}, 1\text{h}, 1\text{d}]$ (y-Werte)

Um die Häufigkeitsverteilungen der Ertragszeitreihen zu beschreiben, werden aufgrund der Nichtnormalverteilung von Ertragsdatensätzen folgende statistische Parameter und Methoden gewählt:

Verteilungs- und QQ-Diagramme, sowie das arithmetische Mittel $mean(\vec{y}) = \bar{y}$, der Interquartilsabstand $fivr(\vec{y})$ zwischen dem 1. Quartil $Q_{.25}$ und dem 3. Quartil $Q_{.75}$, die mittlere absolute Abweichung $mad(\vec{y})$ vom Mittelwert, sowie der Spearmansche Korrelationskoeffizient $\rho(\vec{x}, \vec{y})$. ρ ist ein Rangkorrelationskoeffizient und setzt keine Normalverteilung der Daten voraus (Sachs u. Hedderich, 2006). Zur Berechnung werden die Rohdaten zunächst in Ränge konvertiert. $\rho(\vec{x}, \vec{y})$ ist dann gegeben durch Gleichung 3.9 (Fahrmeir u. a., 2000):

$$\rho(\vec{x}, \vec{y}) = \frac{\sum_{i=1}^n (rg(x_i) - \bar{rg}_x)(rg(y_i) - \bar{rg}_y)}{\sqrt{\sum_{i=1}^n (rg(x_i) - \bar{rg}_x)^2 \sum_{i=1}^n (rg(y_i) - \bar{rg}_y)^2}}, \quad \text{mit} \quad (3.9)$$

- $rg(x_i) =$ der Rang von x_i und
- $\bar{rg}_x =$ der Mittelwert der Ränge von x .

ρ kann Werte zwischen -1 und +1 annehmen und mißt nicht die Stärke des linearen, sondern des monotonen Zusammenhangs zweier Datensätze. Verhalten sich x und y gleichsinnig, so ist ρ positiv. Verhalten sie sich gegensinnig, so ist ρ negativ. Da diese Methode im Falle von zahlreichen Bindungen (gleichen Werten) nicht zu empfehlen ist, werden die Datensätze vorher stets auf Bindungen untersucht. Die anderen Parameter errechnen sich wie folgt:

$$\begin{aligned} mean(\vec{y}) &= \bar{y} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n y_i, \\ fivr(\vec{y}) &= e^{iqr^*} \quad \text{mit } iqr^* = Q_{.75}(\ln(\vec{y})) - Q_{.25}(\ln(\vec{y})), \\ mad(\vec{y}) &= \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n |y_i - mean(\vec{y})| \end{aligned} \quad (3.10)$$

Dabei ist $iqr(\vec{y})$ ein Maß für die Ausdehnung der mittleren 50% der Daten von \vec{y} . Dadurch wird im Vergleich von Datensätzen einen Hinweis auf eine Stauchung/Streckung der Verteilung oder Veränderung der Extrema gegeben. $fivr(\vec{y})$ ist der Faktor, welcher das 1. Quartil vom 3. Quartil unterscheidet.

3.5 Diskussion und Unsicherheiten

Das Ergebnis bei der Berechnung von Tageserträgen durch Algorithmus T (Abschnitt 3.3) ist abhängig von der Wahl einer geeigneten Leistungskennlinie und des Intervalls Δt zur zeitlichen Auflösung der eingehenden Windgeschwindigkeiten.

Bei der Verwendung einer Leistungskurve ist zu beachten, dass sie von einem bestimmten Anlagentyp mit eigener Bauart, verwendetem Material, Programmierung, Entwicklungsstand der Technik etc. ist. Beobachtete Produktionsdaten von WEAs eines Windparks und Energieertragsdaten, welche aus Windgeschwindigkeiten am selben Standort abgeleitet werden, können daher nur ein ähnliches Bild bezüglich des Energiegehaltes im Wind widerspiegeln, wenn die zur Ableitung verwendete Leistungskennlinie der Kennlinie der WEAs des untersuchten Windparks entspricht. Die aktuellste dieser Arbeit zur Verfügung stehende Leistungskennlinie (siehe Abschnitt 3.2) wird für die weiteren Untersuchungen verwendet. Sie wurde für den Anlagentyp Vestas V80-2.0MW, welcher sich auch im Windpark Beeskow befindet, im Jahr 2001 vermessen und zertifiziert.

Weiterhin ist zu beachten, dass Leistungskurven meistens in Gebieten mit geringen Turbulenzen vermessen werden (siehe Abschnitt 3.2). Somit ist eine absolute Übertragbarkeit auf Standorte mit höherem Turbulenzverhalten nicht zwingend gewährleistet.

Da durch eine Leistungskennlinie nur der Energiegehalt im Wind für Windgeschwindigkeiten zwischen der Anlauf- und Abschaltgeschwindigkeit einer WEA reproduziert wird, sind Untersuchungen von extremen Windgeschwindigkeiten nicht möglich. Fluktuationen in der Windgeschwindigkeit sind schon ab dem Erreichen der Nennleistung einer WEA im Energiegehalt nicht erkennbar.

Die zweite Abhängigkeit des Ergebnisses bei der Ableitung von Tageserträgen ist durch die zeitliche Auflösung der verwendeten Windgeschwindigkeiten gegeben. Es stellt sich die Frage, welche Zeitauflösung sinnvoll ist. In Tabelle 3.2 sind die statistischen Kenngrößen zur Bewertung der Datensätze $\vec{y}_{LB}(\Delta t)$ zusammengefasst. Die zugrunde liegenden Windmessungen stammen für den Zeitraum 23.04.2005-28.02.2007 vom Meteorologischen Observatorium Lindenberg aus 98 m Höhe und liegen bereits als 10-Minuten-Mittel vor. Anhand Tab. 3.2 wird deutlich, dass die Ableitung des Tagesenergieertrages auf Basis von 10-Minuten-Mitteln in dem höchsten mittleren Energieertrag resultiert. Die Unterschiede zwischen den Erträgen $\vec{y}_{LB}(1h)$ und $\vec{y}_{LB}(10min)$ sind bezüglich der Mittelwerte $mean$, der Streuung der Daten mad und des Interquartilsabstands $fiqr$ minimal. Verringert man die zeitliche Auflösung der Windmessungen auf einen Tag ($\Delta t=1d$), so werden die Unterschiede zwischen den Erträgen $\vec{y}_{LB}(1d)$ und $\vec{y}_{LB}(10min)$ deutlicher. $\vec{y}_{LB}(1d)$ weicht im mittleren Tagesertrag um ca. -11% von $\vec{y}_{LB}(10min)$ ab. Bezüglich der Streuung der Werte mad weichen die Datensätze um ca. 6.5% voneinander ab.

Die Vergleiche zeigen, dass sich mit Vergrößerung von Δt bei der Ableitung der Tageserträge $\vec{y}_{LB}(\Delta t)$ auch der Maximalertrag $\max(\vec{y}_{LB}(\Delta t))$ (siehe auch Abb. 3.4 a))

Tabelle 3.2: Statistische Parameter abgeleitete Tageserträge aus Windmessungen am Standort Lindenberg: Vergleich der berechneten Erträge aus Windmessungen $\vec{y}_{LB}(\Delta t)$ untereinander für $\Delta t = [10\text{min}, 1\text{h}, 1\text{d}]$ in kWh/Tag, Zeitraum: 23.04.2005-28.02.2007, Messhöhe: 98 m

Parameter	$\vec{y}_{LB}(10\text{min})$	$\vec{y}_{LB}(1\text{h})$	$\vec{y}_{LB}(1\text{d})$
mean(\vec{y}) in kWh/Tag	9750	9641	8641
mad(\vec{y}) in kWh/Tag	6334	6373	6751
fiqr(\vec{y})	3.52	3.59	5.25
$\rho(\vec{y}_{LB}(10\text{min}))$		1	0.99

und die Abweichungen der Ergebnisse vom Mittelwert $\text{mad}(\vec{y}_{LB}(\Delta t))$ erhöhen. Der Minimalertrag $\text{min}(\vec{y}_{LB}(\Delta t))$, das Mittel $\text{mean}(\vec{y}_{LB}(\Delta t))$ und der Abstand von den Quartilen $Q_{.25}$ und $Q_{.75}$ in Form von $\text{fiqr}(\vec{y}_{LB}(\Delta t))$ verkleinern sich. Abb. 3.4 b) veranschaulicht zur Erklärung dazu die Verschiebung der Häufigkeitsverteilungen von $\vec{y}_{LB}(\Delta t)$ mit zunehmendem Δt sowie die zunehmende Rechtsschiefe.

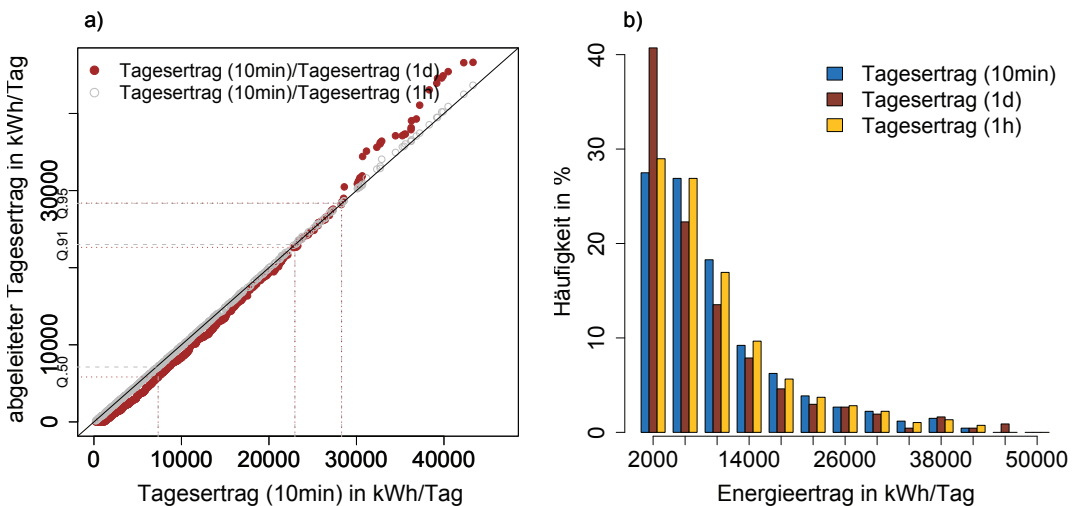


Abbildung 3.4: Vergleich von abgeleiteten Tagesenergieerträgen auf Basis von zeitlich unterschiedlich aufgelösten Windmessungen in Lindenberg: a) Perzentilvergleich (QQ-Plot) Energieertrag in kWh/Tag auf Basis von 10-Minuten-Mitteln (x-Werte) und Energieerträge in kWh/Tag auf Basis von Tagesmitteln sowie instantanen Stundewerten (y-Werte), b) Häufigkeitsverteilungen der Tageserträge $\vec{y}_{LB}(\Delta t)$ mit $\Delta t \in [10\text{min}, 1\text{h}, 1\text{d}]$ in % und Klassen von 4000 kWh/Tag

Auffällig beim Perzentilvergleich der Datensätze in Abb. 3.4 a) sind die drei Bereiche, in denen $\vec{y}_{LB}(10\text{min})$ durch die anderen Ertragszeitreihen tendenziell unterschätzt (0 - ca. 23000 kWh/Tag), gut geschätzt (ca. 23000 kWh/Tag - 28000 kWh/Tag) oder überschätzt werden (ab ca. 28000 kWh/Tag). Überträgt man die Grenzen der genannten Bereiche auf die Skala der Leistungskennlinie (Abschnitt 3.2), so stellt sich heraus, dass sie mit ca. 900 kW und 1200 kW in den fast linearen Bereich 2 der Kennlinie (siehe Abb. 3.2) fallen. Werden Windgeschwindigkeiten innerhalb dieses Bereichs gemittelt, so schlägt sich diese Operation nur sehr geringfügig in der Ertragsberechnung nieder. Wegen der fast linearen Übersetzung macht es nur einen vernachlässigbar kleinen Unterschied, ob die Mittelung bereits in den Eingangsdaten oder nach Aufsummierung der Teilerträge erfolgt. Dieser Bereich wird somit im Folgenden als stabil bezeichnet.

Die Unterschätzung der Erträge $\vec{y}_{LB}(10\text{min})$ durch die anderen Ertragszeitreihen im Bereich 1 lässt sich wie folgt erläutern. Innerhalb des Bereichs 1 wird die Steigung des Graphen der Kennlinie, also dessen Ableitung, kontinuierlich größer. Minimal höhere Windgeschwindigkeiten haben somit einen verhältnismäßig großen Einfluss auf die Ertragsbildung gegenüber niedrigeren. Der Tagesertrag erhöht sich daher in diesem Bereich mit der Anzahl der eingehenden Winddaten und Teilerträge.

Analog lassen sich die Unterschiede der Tageserträge in Abhängigkeit der zeitlichen Auflösung der eingehenden Windgeschwindigkeiten innerhalb des Bereichs 3 erklären, nur dass dort die Steigung des Graphen nicht mehr größer wird, sondern fällt. Weiterhin liegt in diesem Bereich die Windgeschwindigkeit, für die die Nennleistung der WEA erreicht wird.

Da alle Leistungskennlinien für verschiedene Anlagentypen eine ähnliche Form haben, können sie analog anhand ihres Graphen in die drei Bereiche unterteilt werden. Folglich gilt für jede Kennlinie dieser Form: je stärker die zeitliche Auflösung einer Zeitreihe von Windgeschwindigkeiten vor der Berechnung von Tageserträgen reduziert wird, desto kleiner ist der mittlere abgeleitete Tagesertrag, kleiner ist das Minimum und größer das Maximum aller abgeleiteten Tageserträge. Es sei angemerkt, dass das absolute Minimum von 0 kWh/Tag und das absolute Maximum, welches sich aus dem Maximalertrag der Kennlinie und dem Faktor 24h errechnet, selbstverständlich nicht unter- bzw. überschritten werden.

Generell ist anzunehmen, dass durch die Berechnung der Erträge auf Basis von 10-Minuten-Mitteln am besten alle Fluktuationen der Windgeschwindigkeit berücksichtigt werden. Selbst die Leistungskurve basiert auf Messungen von 10-Minuten-Intervallen. Beobachtete Tageserträge von Windkraftanlagen können daher so am realistischsten reproduziert werden. Im Hinblick auf die Modellvalidierung sollen jedoch instantane Stundenwerte der Windgeschwindigkeit als Grundlage dienen, da die später verwendeten COSMO-CLM Modelldaten in der maximalen Auflösung von 1 Stunde vorliegen. Die Abweichungen der Erträge $\vec{y}_{LB}(1\text{h})$ von den Erträgen $\vec{y}_{LB}(10\text{min})$ um 1% im Mittel und um 0.6% in der mittleren absoluten Abweichung der Erträge vom Mittelwert sind vernachlässigbar gering (Tab. 3.2 und Abb. 3.4).

Im folgenden Kapitel soll daher eine Methode zur Aufbereitung von Parkdaten herge-

leitet werden, so dass die abgeleiteten Tageserträge $\vec{y}_{LB}(1h)$ aus instantanen Stundenwerten der Windgeschwindigkeit abgebildet werden. Alle Vergleiche der aufbereiteten Parkdaten mit berechneten Tageserträgen $\vec{y}_{LB}(10min)$ und $\vec{y}_{LB}(1d)$ werden der Vollständigkeit ebenfalls gezeigt.

4 Aufbereitung von Windenergieparkdaten

Die Aufbereitung der Produktionsdaten der 19 WEA des Windparks Beeskow erfolgt durch eine Methode M im Zeitraum 23.04.2005-28.02.2007. Das Resultat ist eine Zeitreihe $\vec{y}_{WP}(M)$ von beobachteten Ertragsdaten des Windparks, welche sich später zur Validierung von modellierten Strömungsfeldern eignet. Die Methode M soll sicherstellen, dass die Tageserträge aller sich im Windpark Beeskow befindenen WEA verwendet werden. Die Ertragsdaten des gesamten Windparks repräsentieren die Windgeschwindigkeiten für eine Fläche von ca. $3 \times 3 \text{ km}^2$ und somit nahezu für eine Modellgitterzelle. Weil die Parkdaten aber von verschiedenen Faktoren abhängig (Strack u. Winkler, 2003) und Park- bzw. Abschattungseffekte (die gegenseitige Beeinflussung von Windkraftanlagen innerhalb eines Parks) trotz intensiver Forschung auf diesem Gebiet nur schwer fassbar sind (Jensen, 1983; Barthelmie u. a., 2006, 2007; Sorensen u. a., 2007), gelten die Erträge $\vec{y}_{LB}(1h)$ als Maßstab bei der Aufbereitung. Da wir die Windmessungen in Lindenberg als Abbild der realen Windgeschwindigkeiten in diesem Gebiet akzeptieren, werden auch die aus ihnen hergeleiteten Ertragsdaten als realistischer Indikator für die örtlichen Windgeschwindigkeiten bewertet. Durch die Methode M werden die Ertragsdaten des Windparks so aufbereitet, dass sie die abgeleiteten Tageserträge $\vec{y}_{LB}(1h)$ (Kapitel 3) hinreichend widerspiegeln. $\vec{y}_{LB}(1h)$ werden als Tageserträge einer freien unbeeinflussten Windkraftanlage interpretiert.

Es werden folgend drei Möglichkeiten zur Aufbereitung untersucht. Mit Methode M1 wird geprüft, ob der Maximalertrag der Erträge des Tages aller WEA im Windpark $\vec{y}_{LB}(1h)$ hinreichend abbildet. Durch Methode M2 werden pro Tag die Erträge der WEA gemittelt, welche sich ungestört in der Hauptwindrichtung des Tages befinden. Die Hauptwindrichtung wird aus den Messungen der Windrichtung am Standort Lindenberg hergeleitet. Innerhalb der dritten Methode werden zunächst Ertragsmittel in Abhängigkeit von Windrichtungssektoren gebildet. Das Maximum dieser Sektormittel pro Tag gilt als der an diesem Tag aufbereitete Energieertrag.

Eine Übertragung der letztendlich geeigneten Methode M auf andere Standorte ist nicht zwingend gewährleistet und bedarf weiterer Untersuchungen in anderen Gebieten.

Alle Vergleiche innerhalb der Methodenherleitung erfolgen der Vollständigkeit halber mit Tageserträgen $\vec{y}_{LB}(\Delta t)$ und $\Delta t \in [10\text{min}, 1\text{h}, 1\text{d}]$. Der Fokus liegt jedoch wegen der zeitlichen Auflösung der später genutzten Modelldaten aus COSMO-CLM auf der Ableitung eines Verfahrens unter Verwendung von Stundenwerten. Für jede Methode werden zum Vergleich die Datensätze im Bezug auf Fehlwerte an einander angeglichen. Das heißt, dass für die folgenden Verfahren, welche immer in demselben Zeitraum untersucht werden, unterschiedlich viele Werte zulässig sind und es somit

insbesondere für die aus Messungen abgeleiteten Ertragsdaten bezüglich der benutzten statistischen Parameter wie Mittelwert oder Streuung zu leichten Abweichungen kommen kann.

4.1 Methode M1 - Wahl des Maximalertrages

Wie einleitend erläutert wurde, werden die aus Windmessungen berechneten Tageserträge aus Kapitel 3 als Ertragsdaten einer freien, unbeeinflussten Windkraftanlage interpretiert. Es ist daher plausibel, zur Erstellung des Datensatzes \vec{y}_{WP} , welcher die abgeleiteten Erträge widerspiegeln soll, pro Tag den maximalen der Erträge der 19 sich im Windpark Beeskow befindenden Anlagen zu wählen. Es wird angenommen, dass die WEA, welche den Maximalertrag liefert, an jenem Tag den Windverhältnissen im Vergleich zu allen anderen Anlagen am ungestörtesten ausgesetzt war. Verschiedene Unsicherheiten im Bezug auf Park- bzw. Abschattungseffekte können somit minimiert werden. Diese Methode ist nach getroffener Annahme unabhängig von der Kenntnis über Parkaufbau, Umgebung und Orografie, da sie nur die korrigierten Ertragsdaten der Anlagen verwendet.

$\vec{y}_{WP}(M1)$ bezeichne im Folgenden die pro Tag maximalen Erträge und $\vec{y}_{LB}(\Delta t)$ weiterhin die aus Windmessungen errechneten Tageserträge für die Mittelungsintervalle $\Delta t = [10\text{min}, 1\text{h}, 1\text{d}]$.

4.1.1 Ergebnis

Es wurde angenommen, dass durch die Wahl des Maximalertrages pro Tag die Energieabgabe einer freistehenden Windkraftanlage am besten reproduziert werden kann. Abb. 4.1 a) veranschaulicht deutlich, dass $\vec{y}_{WP}(M1)$ die abgeleiteten Ertragsdaten $\vec{y}_{LB}(\Delta t)$ in Lindenberg in unmittelbarer Nachbarschaft überschätzt. Der Einfluss der Leistungskurve und des Zeitintervalls der eingehenden Windmessungen (siehe Abschnitt 3.5) ist dabei sehr gut zu erkennen. Die Kennzeichnung der Perzentile $Q_{.91}$ und $Q_{.95}$ fällt nach Vergleich mit Abb. 3.2 und 3.4 genau in den linearen, stabilen Bereich der Leistungskennlinie. Die Ertragsdaten $\vec{y}_{LB}(\Delta t)$ werden also unabhängig von dem zu Grunde liegenden Intervall durch $\vec{y}_{WP}(M1)$ gleichermaßen überschätzt. Die Indizierung des Perzentils $Q_{.50}$ zeigt jedoch, dass die unteren 50% der Daten aus $\vec{y}_{WP}(M1)$ die Erträge $\vec{y}_{LB}(\Delta t)$ für $\Delta t \in [10\text{min}, 1\text{h}]$ gut wiedergeben. Je größer das den Berechnungen zu Grunde liegende Zeitintervall ist, desto schlechter wird die Übereinstimmung zwischen $\vec{y}_{LB}(\Delta t)$ und $\vec{y}_{WP}(M1)$. Auch der Histogrammvergleich in Abb. 4.1 b) zeigt, dass sich die Häufigkeitsverteilungen für Erträge mit kleinerem Berechnungsintervall und Maximalerträge am ähnlichsten sind. Dies entspricht nach Abschnitt 3.5 den Erwartungen. In Tabelle 4.1 sind die statistischen Kenngrößen zur Bewertung der Datensätze zusammengefasst. Sowohl der Mittel-

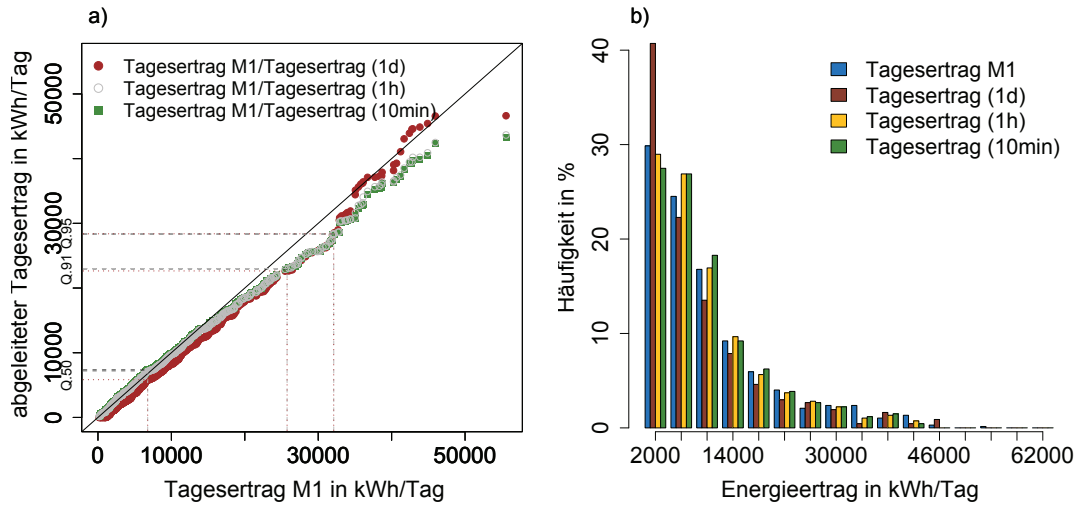


Abbildung 4.1: a) QQ-Plot: aufbereitete Parkdaten $\vec{y}_{WP}(M1)$ mit Methode M1 in kWh/Tag (x-Werte) und $\vec{y}_{LB}(\Delta t)$ in kWh/Tag mit $\Delta t \in [10\text{min}, 1\text{h}, 1\text{d}]$ (y-Werte), b) Häufigkeitsverteilung von $\vec{y}_{WP}(M1)$ und $\vec{y}_{LB}(\Delta t)$ in Klassen von 4000 kWh/Tag

wert $\text{mean}(\vec{y}_{WP}(M1))$ mit 10187 kWh/Tag als auch die mittlere absolute Abweichung vom Mittelwert $\text{mad}(\vec{y}_{WP}(M1))$ mit 7151 kWh/Tag sind deutlich höher als $\text{mean}(\vec{y}_{LB}(\Delta t))$ und $\text{mad}(\vec{y}_{LB}(\Delta t))$. Die Ertragszeitreihen $\vec{y}_{LB}(\Delta t)$ korrelieren mit einem Faktor von 0.92 sehr stark mit $\vec{y}_{WP}(M1)$. Es kann somit besonders häufig von einer gleichsinnigen Änderung der Ertragswerte über die Zeit ausgegangen werden. Durch den Faktor $fiqr$ wird deutlich, dass die mittleren 50% der Ertragszeitreihen von $\vec{y}_{LB}(10\text{min})$, $\vec{y}_{LB}(1\text{h})$ und $\vec{y}_{WP}(M1)$ ähnlich verteilt sind.

Die Veranschaulichung der vier Ertragszeitreihen durch die Abbildungen 4.1 a) und b) und die Werte der statistischen Kenngrößen in Tabelle 4.1 zeigen, dass die beste Übereinstimmung zwischen $\vec{y}_{WP}(M1)$ und $\vec{y}_{LB}(10\text{min})$ gegeben ist. In Tabelle 4.2 sind die relativen Abweichungen im mittleren Tagesertrag mean sowie in der mittleren Abweichung mad der Ertragszeitreihe $\vec{y}_{WP}(M1)$ von $\vec{y}_{LB}(\Delta t)$ für $\Delta t = [10\text{min}, 1\text{h}, 1\text{d}]$ in % zusammengefasst. Die relativen Abweichungen werden durch Gleichung 4.1 berechnet.

$$p(\Delta t) = \frac{\text{mean}(\vec{y}_{WP}(M1)) - \text{mean}(\vec{y}_{LB}(\Delta t))}{\text{mean}(\vec{y}_{LB}(\Delta t))} \cdot 100 \quad \text{bzw.} \quad (4.1)$$

$$p(\Delta t) = \frac{\text{mad}(\vec{y}_{WP}(M1)) - \text{mad}(\vec{y}_{LB}(\Delta t))}{\text{mad}(\vec{y}_{LB}(\Delta t))} \cdot 100$$

Je mehr Werte pro Tag zum Ableiten von Erträgen aus Windgeschwindigkeiten verwendet werden, desto geringer ist die Differenz zum mittleren beobachteten Ma-

Tabelle 4.1: Statistische Parameter für Methode M1: Vergleich der berechneten Erträge aus Windmessungen $\vec{y}_{LB}(\Delta t)$ für $\Delta t = [10\text{min}, 1\text{h}, 1\text{d}]$ in kWh/Tag mit Maximalerträgen des Windparks Beeskow in kWh/Tag

Parameter	$\vec{y}_{LB}(10\text{min})$	$\vec{y}_{LB}(1\text{h})$	$\vec{y}_{LB}(1\text{d})$	$\vec{y}_{WP}(M1)$
mean(\vec{y}) in kWh/Tag	9750	9641	8641	10187
mad(\vec{y}) in kWh/Tag	6334	6402	7142	7151
fiqr(\vec{y})	3.52	3.59	5.25	3.91
$\rho(\cdot, \vec{y}_{WP})$	0.92	0.92	0.92	

Tabelle 4.2: Relative Abweichungen im mittleren Ertrag \bar{y} und der mittleren absoluten Abweichung mad der Tageserträge $\vec{y}_{WP}(M1)$ von $\vec{y}_{LB}(\Delta t)$ für $\Delta t = [10\text{min}, 1\text{h}, 1\text{d}]$

rel. Abw.	p(10min) in %	p(1h) in %	p(1d) in %
im mittleren Ertrag \bar{y}	4.4	5.7	17.9
in mittlerer abs. Abw. mad(\vec{y})	12.9	11.7	0.1

ximalertrag. Aufgrund der maximalen zeitlichen Auflösung von 10 Minuten können Fluktuationen in der Windgeschwindigkeit am besten erfasst werden und in realistischere Erträge transformiert werden. Die Abweichung der Ertragszeitreihe $\vec{y}_{WP}(M1)$ von $\vec{y}_{LB}(10\text{min})$ im mittleren Ertrag beträgt ca. 4%. Die Abweichung in der mittleren absoluten Abweichung der Erträge vom Mittelwert beträgt mehr als 12%.

4.1.2 Diskussion, Vor- und Nachteile

Abschnitt 4.1.1 zeigt, dass die gewählten maximalen WEA Erträge $\vec{y}_{WP}(M1)$ von jeweils wechselnden WEA die Tageserträge $\vec{y}_{LB}(\Delta t = 10\text{min})$ im Mittel sehr gut approximieren, jedoch mit größer werdendem Intervall Δt immer stärker überschätzen. Die Approximierung der mittleren absoluten Abweichung mad hingegen verbessert sich mit Vergrößerung von Δt . Dieser Effekt wurde in Abschnitt 3.5 erläutert und diskutiert. Der Fokus dieser Arbeit liegt aber auf der Herleitung einer Methode zur Produktionsdatenaufbereitung auf Basis von $\vec{y}_{LB}(1\text{h})$. Die Erträge $\vec{y}_{WP}(M1)$ weichen im mittleren Ertrag nur um 5.7% von $\vec{y}_{LB}(1\text{h})$ ab. Bezüglich des Parameters mad wird eine Abweichung von 11.7% berechnet.

Im nächsten Schritt wird untersucht, ob durch Methode M1 die Produktionsdaten aller WEA im Windpark Beeskow zur Aufbereitung verwendet wurden. Der Gesamtpark deckt ein Gebiet von ca. $3 \times 3 \text{ km}^2$ (Abschnitt 2.1.5) ab. Die Verwendung der Daten aller WEA des Parks gewährleistet daher die Betrachtung der Windgeschwin-

digkeit innerhalb des Gesamtgebiets und nicht nur an einem Punkt. Abb. 4.2 a) zeigt in diesem Zusammenhang die Dominanz zweier WEA im Windpark, welche besonders häufig den Maximalertrag liefern. Sie tragen mit 37.8% und 18% in mehr als 50% der Fälle zu $\vec{y}_{WP}(M1)$ bei. Beide WEA befinden sich nach Abb. 2.5 in der Hauptwindrichtung, welche am Standort Lindenberg gemessen wurde. Es wurde angenommen, dass die Windverhältnisse an den Standorten Lindenberg und Beeskow in ca. 100 m ü.G. aufgrund ihrer Nachbarschaft und Messhöhe vergleichbar sind (Abschn. 1.3). Die vermehrte Produktion von maximalen Erträgen durch diese WEA ist somit plausibel. Desweiteren ist die Standorterhebung mit 62 m und 64 m dieser WEA innerhalb des Windparks am höchsten. Durch die Anwendung von M1 gehen aber durch die Betrachtung von hauptsächlich zwei WEA Informationen über das Gesamtgebiet des Windparks verloren.

Weiterführend wird geprüft, ob die tägliche Hauptwindrichtung, welche aus den Messungen in Lindenberg abgeleitet wird, mit dem Standort einer WEA mit Maximalertrag innerhalb des Windparks korrespondiert. Abb. 4.2 b) stellt dazu die Häufigkeitsverteilung der Hauptwindrichtungssektoren pro Tag dar. Nach den Messungen in Lindenberg trat im untersuchten Zeitraum erwartungsgemäß eine Tageshauptwindrichtung aus Sektor 10 auf. Desweiteren wurde nun für jeden Tag verglichen, ob die WEA, welche den Maximalertrag am Tag lieferte, sich in Hauptwindrichtung (Parkaufbau: Abb. 2.3, S. 12) befand und so nach Annahme am ungestörtesten dem Wind ausgesetzt war. Die Fälle mit Übereinstimmung sind in grün dargestellt, andernfalls in rotbraun. Dabei fallen die Sektoren 1, 2, 3 und 4 auf. In mehr als 50% der Fälle bezogen auf die absolute Häufigkeit ihres Auftretens wird der Maximalertrag einem anderen Sektor zugeordnet. Den Sektoren 1, 2, 3 und 4 entsprechen nach Abb. 2.5 die Windrichtungen 345°-105° (Nord/Nordost). Im Nordosten des Windparkes befindet sich ein Mischwald (Abb. 2.2). Der Wind, welcher anhand der Messungen in Lindenberg dieser Richtung zugeordnet wird, kann über die ersten Reihen der Anlagen im Park hinweggelenkt werden. Durch die Abnahme des Einflusses des Waldes ist die Windgeschwindigkeit in anderen Sektoren höher, so dass andere Anlagen für diese Fälle den höheren Ertrag liefern. So wird zum Beispiel besonders häufig der Maximalertrag bei Hauptwindrichtung aus den Sektoren 2, 3 und 4 von Turbine Nr.19 produziert, welche sich nach Abb. 2.3 auf der entgegengesetzten Seite des Windparks befindet, aber dadurch dem Waldeinfluss am wenigsten ausgesetzt zu sein scheint. Das Ergebnis dieser Untersuchung ist ein Hinweis darauf, dass trotz unmittelbarer Nachbarschaft durch orografische Einflüsse unterschiedliche Windverhältnisse herrschen können.

Es wurde weiterhin untersucht, für welche Ertragswerte und mittleren Tageswindgeschwindigkeiten die relative Abweichung der Maximalerträge von $\vec{y}_{LB}(\Delta t)$ besonders groß ist. Die Abbildungen 4.3 a) und b) zeigen die absoluten Häufigkeiten der Fälle, in welchen die relativen Abweichungen der Maximalerträge von $\vec{y}_{LB}(1d)$ bzw. $\vec{y}_{LB}(1h)$ mehr als 50% betragen. Diese Ereignisse sind in Abhängigkeit von $\vec{y}_{LB}(1d)$ bzw. $\vec{y}_{LB}(1h)$ dargestellt. Offensichtlich divergieren die Ertragsgrößen für Werte zwischen 0-4000 kWh/Tag besonders oft, woraus sich ableiten lässt, dass besonders bei niedri-

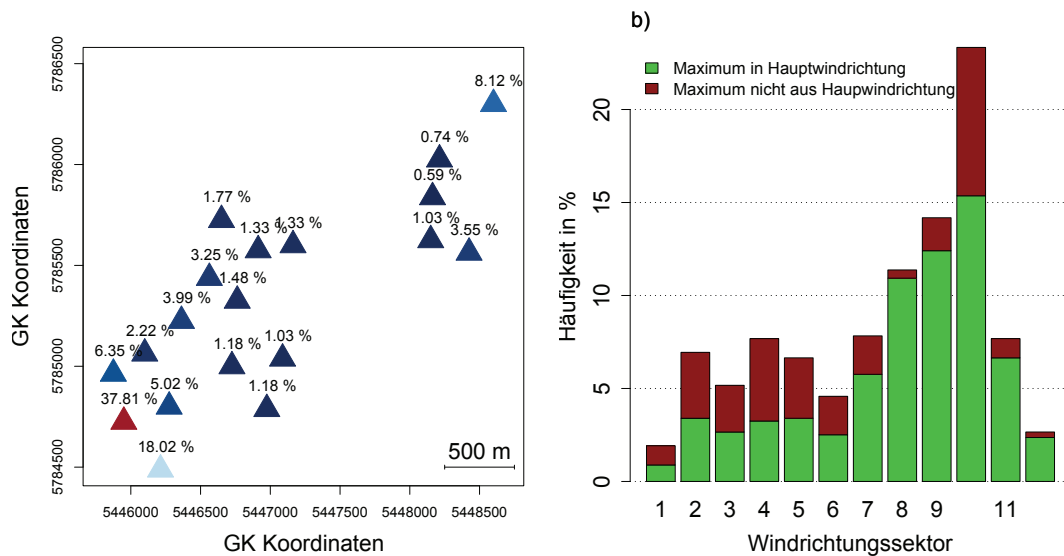


Abbildung 4.2: a) Räumliche Verteilung der WEA mit Maximalerträgen und deren Beitrag zu $\vec{y}_{WP}(M1)$ in %, b) Häufigkeitsverteilung der Tageshauptwindrichtung am Mast in Lindenberg in 30° -Klassen beginnend in Nord/Nordost(350°) im Uhrzeigersinn und Kennzeichnung der Übereinstimmung von beobachteter Hauptwindrichtung und Standort der WEA mit Maximalertrag innerhalb des Parks (grün), sonst (rotbraun)

gen Windgeschwindigkeiten Energieerträge nicht korrekt berechnet werden. Niedrigere Erträge der Zeitreihe $\vec{y}_{LB}(1d)$ werden in 34% der Fälle wesentlich häufiger durch Maximalerträge überschätzt als niedrige Erträge aus $\vec{y}_{LB}(1h)$. Insgesamt seltener als im Vergleich von $\vec{y}_{WP}(M1)$ mit $\vec{y}_{LB}(1d)$ treten Abweichungen von mehr als 50% in der Gegenüberstellung der Maximalwerte und $\vec{y}_{LB}(1h)$ auf.

Die Abbildungen 4.3 c) und d) stellen die Fälle, in welchen die Abweichungen der Zeitreihen voneinander mehr als 50% betragen, in Abhängigkeit der Windgeschwindigkeit absolut und in e) und f) relativ zu ihrem Gesamtvorkommen dar. Sie bestätigen die Schwierigkeit der Reproduktion von maximalen Tageserträgen bei geringen Geschwindigkeiten. An den Tagen, an welchen eine durchschnittliche Windgeschwindigkeit von 2-3 m/s beobachtet wird, sind in 100% der Fälle die Erträge $\vec{y}_{WP}(M1)$ um mehr als 50% höher als die Erträge $\vec{y}_{LB}(1d)$. In diesem Intervall liegen sehr häufig die Anlaufgeschwindigkeiten für WEA. Eine starke Zusammenfassung zu Tagesmitteln kann somit die Realität der Windverhältnisse verzerren.

Es wurde angenommen, dass durch die Maximalerträge der WEA im Windpark Beeskow die Erträge $\vec{y}_{LB}(1h)$ sehr gut widerspiegelt würden, da $\vec{y}_{LB}(1h)$ als Energieerträge einer freien und ungestörten WEA interpretiert werden können. Wegen der Überschätzung von $\vec{y}_{LB}(1h)$ durch die Maximalerträge muss aber gefolgert werden, dass das Windpotential am Standort Lindenberg geringer ist als in Beeskow, obwohl

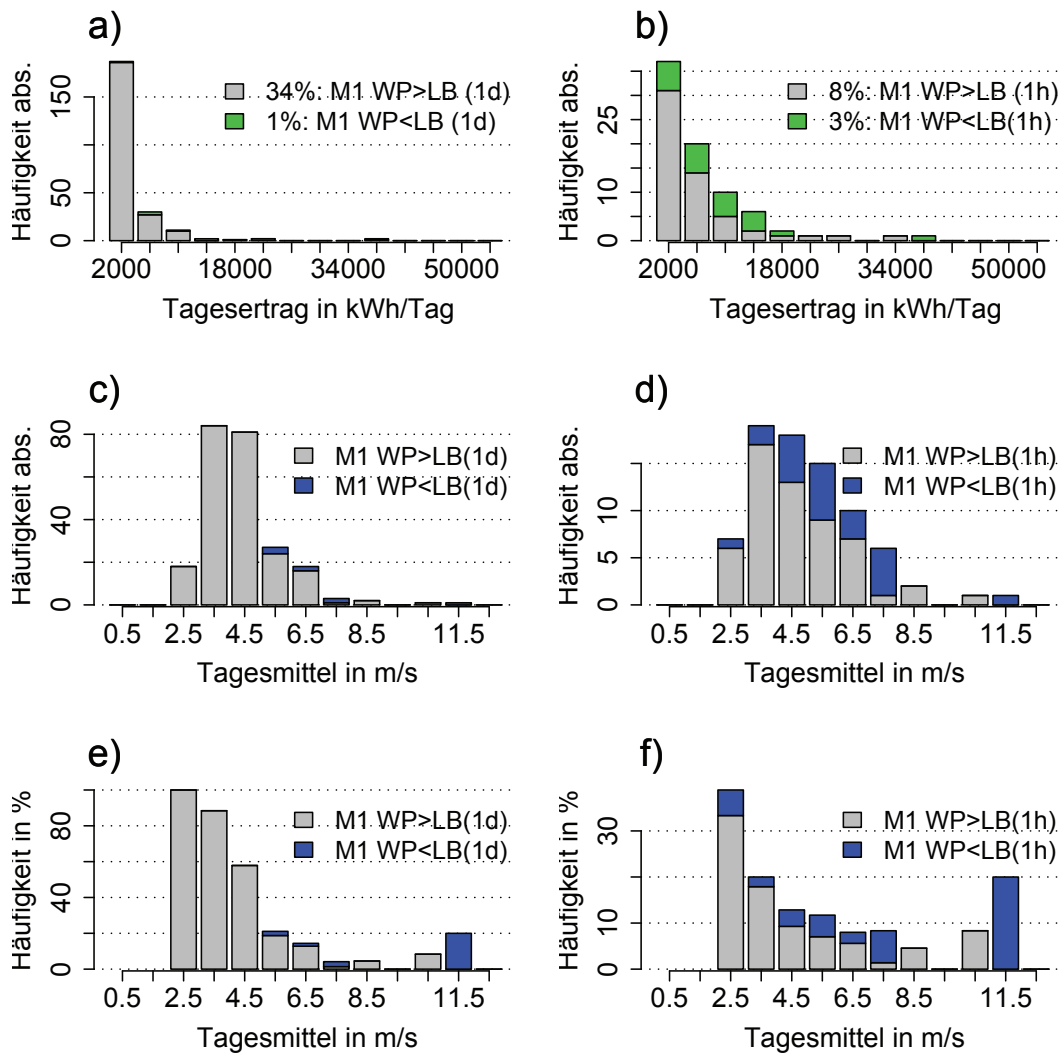


Abbildung 4.3: a) Histogramm von $\vec{y}_{LB}(1d)$ in Klassen von 4000 kWh/Tag für Fälle mit relativen Abweichungen durch $\vec{y}_{WP}(M1)$ größer als 50%, b) Histogramm von $\vec{y}_{LB}(1h)$ in Klassen von 4000 kWh/Tag für Fälle mit relativen Abweichungen durch $\vec{y}_{WP}(M1)$ größer als 50%, c) Histogramm der Tagesmittel der Windgeschwindigkeiten in Klassen von 1 m/s für Fälle mit relativer Abweichung durch $\vec{y}_{WP}(M1)$ von $\vec{y}_{LB}(1d)$ um mehr als 50% absolut, d) Histogramm der Tagesmittel der Windgeschwindigkeiten in Klassen von 1 m/s für Fälle mit relativer Abweichung durch $\vec{y}_{WP}(M1)$ von $\vec{y}_{LB}(1h)$ um mehr als 50% absolut, e) Histogramm der Tagesmittel der Windgeschwindigkeiten in Klassen von 1 m/s für Fälle mit relativer Abweichung durch $\vec{y}_{WP}(M1)$ von $\vec{y}_{LB}(1d)$ um mehr als 50%, relativ zum Gesamtvorkommen der Klasse der Windgeschwindigkeit, f) Histogramm der Tagesmittel der Windgeschwindigkeiten in Klassen von 1 m/s für Fälle mit relativer Abweichung durch $\vec{y}_{WP}(M1)$ von $\vec{y}_{LB}(1h)$ um mehr als 50%, relativ zum Gesamtvorkommen der Klasse der Windgeschwindigkeit; grün/blau: relative Abweichung durch $\vec{y}_{WP}(M1)$ von $\vec{y}_{LB}(\Delta t)$ ist kleiner als 50%, grau: relative Abweichung durch $\vec{y}_{WP}(M1)$ von $\vec{y}_{LB}(\Delta t)$ ist größer als 50%

der Messmast des MOL-RAO mit 73 m üNN höher gelegen ist, als der gesamte Windpark (Tab. 2.1).

Es wurde gezeigt, dass die Unterschiede zwischen den Ertragszeitreihen $\vec{y}_{LB}(\Delta t)$ und $\vec{y}_{WP}(M1)$ sich mit größer werdender zeitlicher Auflösung verringern. Es ist anzunehmen, dass mit einer weiteren Erhöhung der Zeitauflösung die Maximalerträge aus Beeskow noch besser reproduziert werden können.

Im folgenden Abschnitt wird eine weitere Methode zur Aufbereitung untersucht. Diese soll der Überschätzung von $\vec{y}_{LB}(1h)$ entgegenwirken und die Produktionsdaten der WEA des gesamten Windparks besser berücksichtigen.

4.2 Methode M2 - Mittel der Erträge aus der Hauptwindrichtung

Die folgend beschriebene Methode M2 soll der Überschätzung von $\vec{y}_{LB}(1h)$ durch die aufbereiteten Produktionsdaten entgegenwirken, sowie alle WEA des Windparks miteinbeziehen.

Es wird angenommen, dass die WEA, welche sich ungestört in der Hauptwindrichtung an einem Tag befinden, unabhängig von Parkeffekten einen repräsentativen Tagesertrag liefern. Es wird also zur Erstellung der Ertragszeitreihe $\vec{y}_{WP}(M2)$ zunächst der Hauptwindrichtungssektor pro Tag anhand der Messungen aus Lindenberg ermittelt. Die aufbereiteten Tageserträge $\vec{y}_{WP}(M2)$ ergeben sich pro Tag aus dem Mittel der Erträge der Windkraftanlagen, welche in dem ermittelten Sektor ohne gegenseitige Abschattung dem Wind ausgesetzt sind. Abb. 4.4 b) zeigt die jedem Hauptwindrichtungssektor zugeordneten WEA.

Für Methode M2 werden für die Sektoren 1, 2, 3 und 4 in Nord/Nordost die größten Abweichungen zwischen $\vec{y}_{WP}(M2)$ und $\vec{y}_{LB}(1h)$ erwartet. In Richtung dieser Sektoren befindet sich ein Mischwald als eine Hauptstörquelle des Windfeldes (Abb. 2.2).

4.2.1 Ergebnis

Abb. 4.5 a) zeigt im Perzentilvergleich eine gute Annäherung von $\vec{y}_{WP}(M2)$ an die theoretischen Erträge $\vec{y}_{LB}(\Delta t)$. Auch in diesem Vergleich ist der Einfluss der Leistungskurve und des Intervalls Δt für die eingehenden Windgeschwindigkeiten deutlich erkennbar. Wie auch bei Methode M1 ist die Übereinstimmung zwischen $\vec{y}_{LB}(\Delta t)$ und $\vec{y}_{WP}(M2)$ unabhängig von Δt in dem Bereich von $Q_{.91}$ bis $Q_{.95}$ gleich gut. Der Bereich von 0-4000 kWh/Tag wird am häufigsten durch $\vec{y}_{LB}(1d)$ und $\vec{y}_{WP}(M2)$ abgebildet.

Die Schätzung von $\vec{y}_{LB}(1d)$ mit $\bar{y}=8718$ kWh/Tag durch $\vec{y}_{WP}(M2)$ mit $\bar{y}=8696$ kWh/Tag ist im Mittel sehr gelungen, während $\vec{y}_{LB}(1h)$ und $\vec{y}_{LB}(10min)$ im Mittel un-

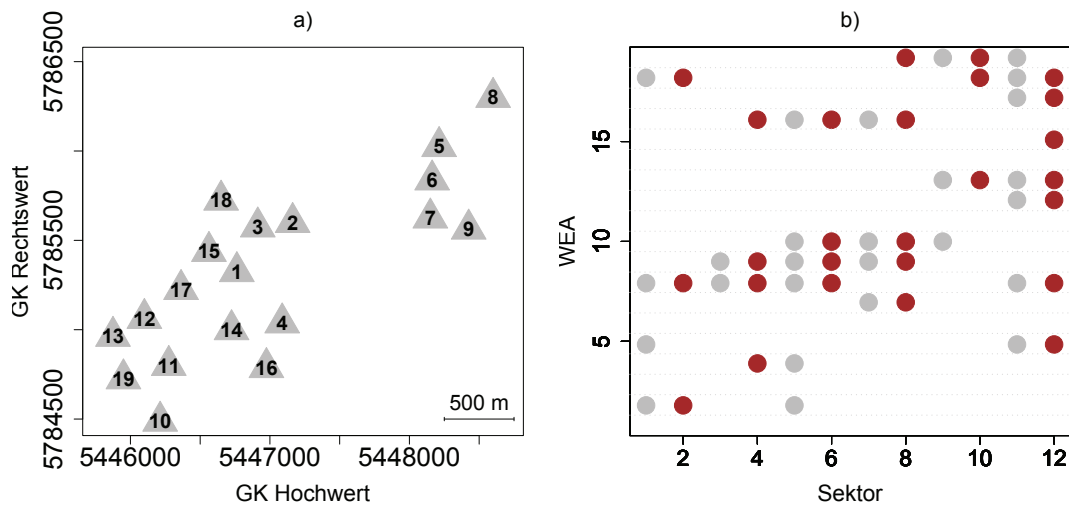


Abbildung 4.4: a) Parkaufbau, Lage und Nummerierung der WEA, b) WEA in Abhängigkeit der Windrichtungssektoren, in welchen WEA ohne gegenseitige Abschattungen dem Wind ausgesetzt ist, Farbwechsel zum besseren Unterscheiden der Sektoren

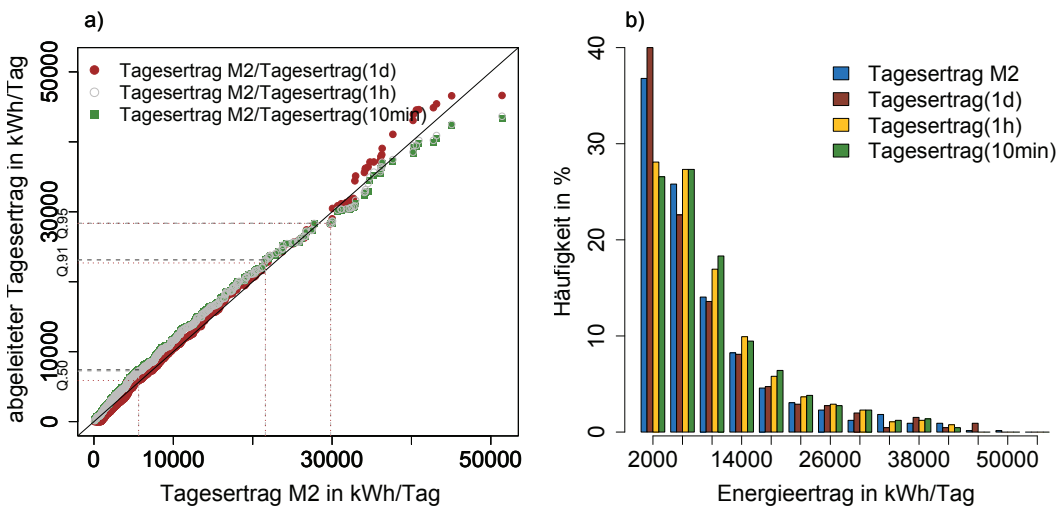


Abbildung 4.5: a) QQ-Plot: aufbereitete Parkdaten $\vec{y}_{WP}(M2)$ mit Methode M2 in kWh/Tag (x-Werte) und $\vec{y}_{LB}(\Delta t)$ in kWh/Tag mit $\Delta t \in [10min, 1h, 1d]$ (y-Werte), b) Häufigkeitsverteilung von $\vec{y}_{WP}(M2)$ und $\vec{y}_{LB}(\Delta t)$ in Klassen von 4000 kWh/Tag

terschätzt werden (Tabelle 4.3). Durch die Methode M2 zur Aufbereitung werden die mittleren absoluten Abweichungen mad der Erträge $\vec{y}_{LB}(1h)$ mit $\text{mad}=6390$ kWh/Tag und $\vec{y}_{LB}(10\text{min})$ mit $\text{mad}=6321$ kWh/Tag von ihrem Mittelwert sehr gut durch $\text{mad}(\vec{y}_{WP}(M2))=6352$ kWh/Tag abgebildet. Bei starker Korrelation von $\rho \approx 0.94$ und leichter Tendenz zur Unterschätzung werden die Erträge $\vec{y}_{LB}(\Delta t)$ durch die Parkdaten $\vec{y}_{WP}(M2)$ sehr gut approximiert.

Tabelle 4.3: Statistische Parameter für Methode M2: Vergleich der berechneten Erträge aus Windmessungen $\vec{y}_{LB}(\Delta t)$ für $\Delta t=[10\text{min},1h,1d]$ in kWh/Tag mit $\vec{y}_{WP}(M2)$ in kWh/Tag

Parameter	$\vec{y}_{LB}(10\text{min})$	$\vec{y}_{LB}(1h)$	$\vec{y}_{LB}(1d)$	$\vec{y}_{WP}(M2)$
$\text{mean}(\vec{y})$ in kWh/Tag	9836	9727	8718	8696
$\text{mad}(\vec{y})$ in kWh/Tag	6321	6390	7138	6352
$\text{fiqr}(\vec{y})$	3.4	3.51	5.08	4.15
$\rho(\vec{y}_{WP})$	0.94	0.94	0.94	

Tabelle 4.4 zeigt die relativen Abweichungen im mittleren Ertrag $\text{mean}(\vec{y}_{WP}(M2))$ von $\text{mean}(\vec{y}_{LB}(\Delta t))$ für $\Delta t=[10\text{min},1h,1d]$, sowie die relativen Abweichungen in der mittleren absoluten Abweichung $\text{mad}(\vec{y}_{WP}(M2))$ zu $\text{mad}(\vec{y}_{LB}(\Delta t))$. $\vec{y}_{WP}(M2)$ und $\vec{y}_{LB}(1h)$ korrelieren sehr und die mittlere absolute Abweichung der Erträge $\vec{y}_{LB}(1h)$ von ihrem Mittelwert wird durch $\vec{y}_{WP}(M2)$ gut reproduziert. Die Unterschätzung im mittleren Ertrag beträgt ca. 10%.

Tabelle 4.4: Relative Abweichungen im mittleren Ertrag \bar{y} und der mittleren absoluten Abweichung mad der Tageserträge $\vec{y}_{WP}(M2)$ von $\vec{y}_{LB}(\Delta t)$ für $\Delta t=[10\text{min},1h,1d]$

rel. Abw.	p(10min) in %	p(1h) in %	p(1d) in %
im mittleren Ertrag \bar{y}	-11.6	-10.6	-0.3
in mittlerer abs. Abw. $\text{mad}(\vec{y})$	0.5	-0.6	-11

4.2.2 Diskussion, Vor- und Nachteile

Die Aufbereitung der Parkdaten mit Methode M2 resultiert in einer Unterschätzung von $\vec{y}_{LB}(1h)$ um -10.6% im mittleren Ertrag. Die ist im Vergleich zur Parkdatenaufbereitung mit M1 relativ hoch (Tabelle 4.2). Die Approximierung der mittleren absoluten Abweichungen mad durch $\vec{y}_{WP}(M2)$ ist mit einer relativen Abweichung um -0.6% nahezu exakt. Außerdem werden durch Methode M2 die Produktionsdaten aller

WEA und somit die Informationen des Gesamtparks berücksichtigt (Abb. 4.6 a)). Die nächste Untersuchung zeigt, für welche Windrichtungssektoren, welche Ertrags-
höhen und mittleren Tageswindgeschwindigkeiten die Erträge $\vec{y}_{LB}(\Delta t)$ durch die Er-
träge $\vec{y}_{WP}(M2)$ um mehr als 50% über- und unterschätzt werden. Um den deutlichen
Unterschied herauszuarbeiten sind diese Vergleich für $\Delta t=[1h, 1d]$ dargestellt. Abb.
4.6 b) und c) zeigen die Häufigkeiten der Fälle mit Abweichungen um mehr als 50%
zwischen den Erträgen $\vec{y}_{WP}(M2)$ und $\vec{y}_{LB}(\Delta t)$ für jeden Hauptwindrichtungssektor
relativ zum Gesamtvorkommen des jeweiligen Sektors. Rotbraun sind die Fälle darge-
stellt, für welche $\vec{y}_{LB}(\Delta t)$ durch $\vec{y}_{WP}(M2)$ um mehr als 50% überschätzt wird. Die
Unterschätzung ist in grün gekennzeichnet. Wesentlich seltener treten Abweichungen
um mehr als 50% zwischen $\vec{y}_{WP}(M2)$ und $\vec{y}_{LB}(1h)$ im Gegensatz zu $\vec{y}_{LB}(1d)$ auf.
Auffallend in Abb. 4.6 c) sind die Sektoren 2, 3, 4 und 5. Für diese tritt häufiger
eine große Abweichung, genauer eine Unterschätzung von $\vec{y}_{LB}(1h)$ durch $\vec{y}_{WP}(M2)$
auf. In dieser Richtung befindet sich bekanntlich ein Mischwald, welcher eine Stör-
quelle ist. Unabhängig vom Zeitschritt Δt , der den abgeleiteten Erträgen $\vec{y}_{LB}(\Delta t)$

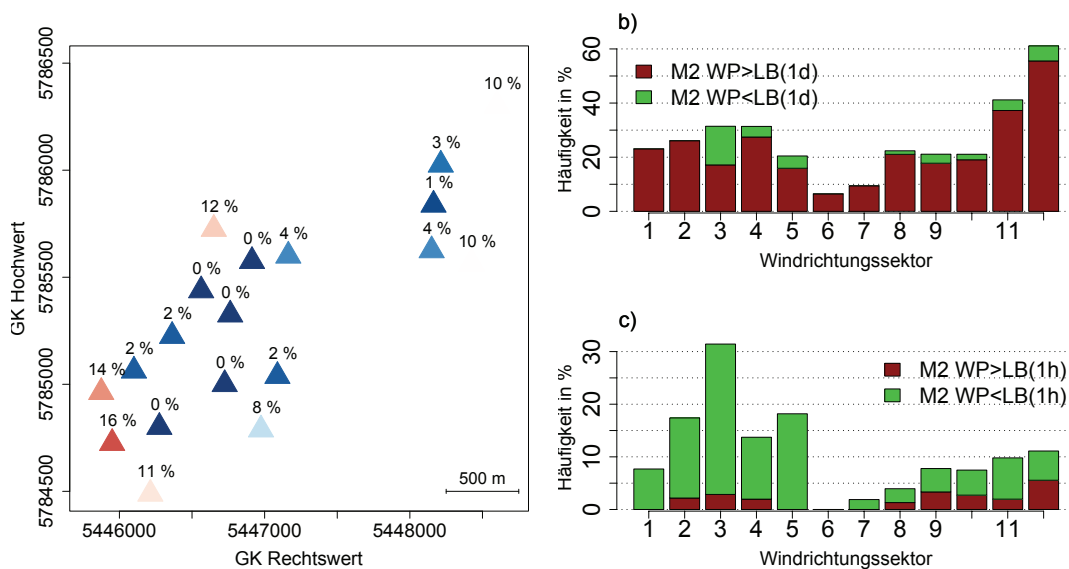


Abbildung 4.6: a) räumliche Verteilung der WEA mit Beitrag zu $\vec{y}_{WP}(M2)$ in %, b) und c) Häufigkeitsverteilung der Tageshauptwindrichtung am Mast in Lindenberg in 30° -Klassen beginnend in Nord/Nordost (350°) im Uhrzeigersinn nur für Fälle mit Abweichungen durch $\vec{y}_{WP}(M2)$ von $\vec{y}_{LB}(1d)$ (b) und $\vec{y}_{LB}(1h)$ (c) relativ zum Gesamtvorkommen der Hauptwindrichtungssektoren und Kennzeichnung der Überschätzung von $\vec{y}_{LB}(1d)$ bzw. $\vec{y}_{LB}(1h)$ durch $\vec{y}_{WP}(M2)$ (rotbraun), sonst (grün)

zugrunde liegt, gilt wie auch schon nach Verfahren M1, dass die größten Diskrepanzen zwischen den zu vergleichenden Datensätzen für Niedrigerträge von 0-4000 kWh/Tag und mittleren Windgeschwindigkeiten von 2-4 m/s auftreten. Abb. 4.7 veranschau-

licht dieses Ergebnis. Dargestellt sind die absoluten und relativen Häufigkeiten der Fälle mit Abweichungen der Erträge von einander um mehr als 50% in Abhängigkeit von Ertragshöhe und mittlerer Tageswindgeschwindigkeit.

Der Vergleich von $\vec{y}_{WP}(M2)$ mit $\vec{y}_{LB}(1h)$ zeigt, dass der mittlere Tagesertrag $\text{mean}(\vec{y}_{LB}(1h))$ relativ stark unterschätzt wird, die mittlere absolute Abweichung $\text{mad}(\vec{y}_{LB}(1h))$ jedoch sehr gut abgebildet wird.

Ein positiver Effekt durch die Aufbereitung der Parkdaten mit M2 ist, dass sowohl die Gesamtfläche des Windparks in die Betrachtung einbezogen wurde als auch das Auftreten der Abweichungen um mehr als 50% zwischen $\vec{y}_{WP}(M2)$ und $\vec{y}_{LB}(1h)$ reduziert werden konnte.

Als nachteilig bei der Verwendung von M2 wird die vorausgesetzte Kenntnis über die Umgebung des Parks bewertet. Eine wesentliche Annahme für diesen Weg der Datenaufbereitung ist, dass die WEA in Hauptwindrichtung nicht stark durch Hindernisse gestört werden. Störeffekte sind nicht aus den bloßen Ertragsdaten ableitbar.

Ein weiterer Nachteil innerhalb dieses Verfahrens ist der Einfluss der verwendeten Windrichtungen. Sofern es sich um Messungen handelt, kann man annehmen, dass diese ein realistisches Bild der Windverhältnisse abgeben. Gehen aber modellierte Winddaten in die Kalkulierung ein, so können Abweichungen in den Ergebnissen nicht eindeutig einer fehlerhaften Simulation der Windgeschwindigkeit zugeschrieben werden, sondern ebenfalls das Resultat von abweichenden Windrichtungen sein.

Obwohl die Windgeschwindigkeit durch Modelle sehr gut simuliert wird, kann durch Hinzunahme von Windrichtungen für die Auswahl der WEA eine maximale Abweichung um bis zu -39% zwischen den Zeitreihen $\vec{y}_{LB}(\Delta t)$ und $\vec{y}_{WP}(M2)$ im mittleren Tagesertrag und in der Varianz um bis zu -34% berechnet werden. Auch wenn die Zeitreihen in diesem Fall mit einem Faktor von 0.93 stark korrelieren, werden die Windrichtungen als eine weitere Unsicherheitsquelle angesehen. Werden die Beobachtungsdaten aus dem Windpark aufgrund stark abweichender Windrichtungen falsch zusammengefasst, können sie die modellierten Windverhältnisse wegen möglicherweise hoher Abschattung der WEA untereinander stark unterschätzen.

4.3 Methode M3 - Maximum der Sektormittel

Im folgenden Abschnitt wird eine Methode M3 vorgestellt, mit welcher die Ertragsdaten des Windparks Beeskow so aufbereitet werden können, dass die berechneten Erträge $\vec{y}_{LB}(1h)$ gut approximiert werden und die Produktionsdaten aller WEA im Windpark verwendet werden. M3 ist unabhängig von zusätzlichen Informationen über die Windrichtung oder Umgebung des Windparks. Es wird lediglich von den korrigierten Produktionsdaten der WEA (Abschnitt 2.3) ausgegangen, sowie die Kenntnis über den Parkaufbau (Abb. 4.4 a)) genutzt.

Zur Aufbereitung des Beobachtungsdatensatzes $\vec{y}_{WP}(M3)$ wird für jeden der 12 Wind-

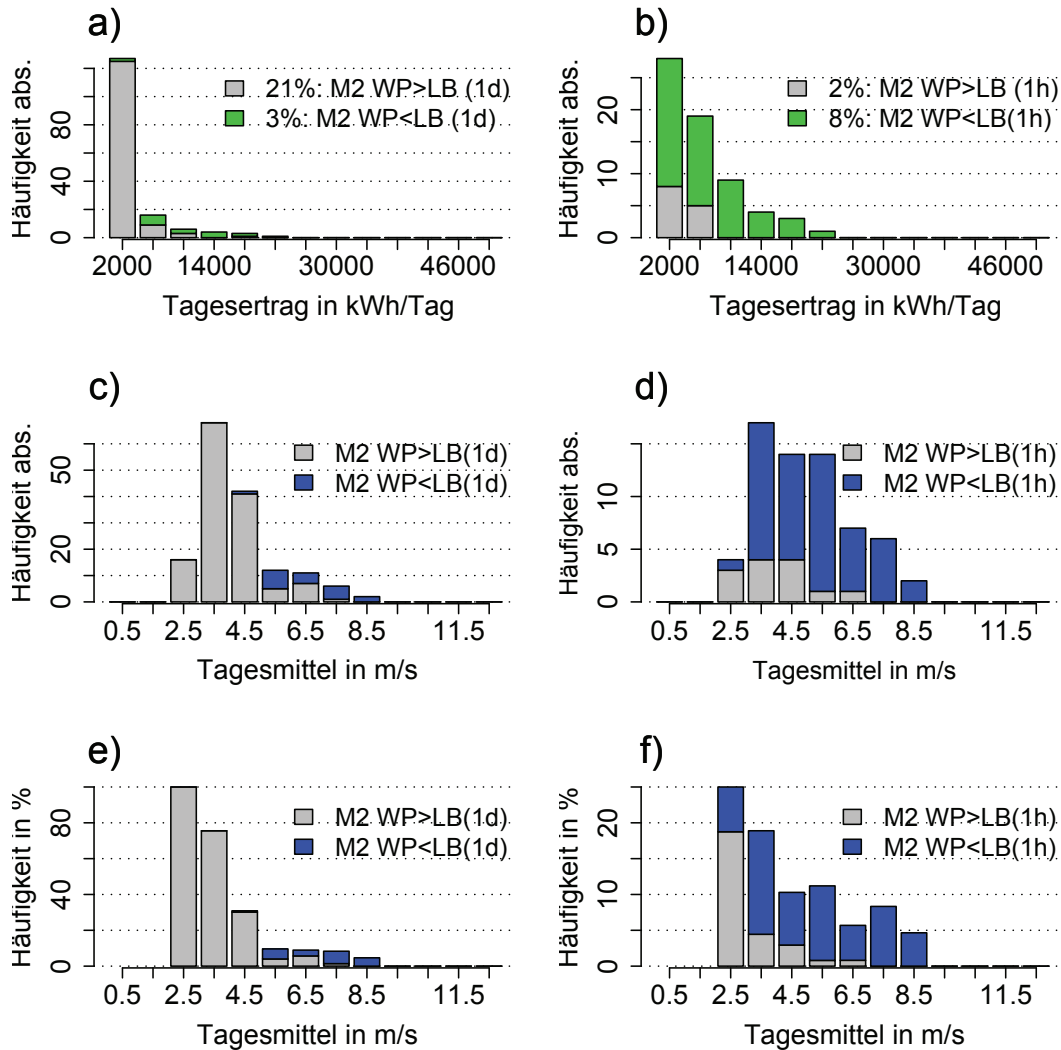


Abbildung 4.7: a) Histogramm von $\vec{y}_{LB}(1d)$ in Klassen von 4000 kWh/Tag für Fälle mit relativen Abweichungen durch $\vec{y}_{WP}(M2)$ größer als 50%, b) Histogramm von $\vec{y}_{LB}(1h)$ in Klassen von 4000 kWh/Tag für Fälle mit relativen Abweichungen durch $\vec{y}_{WP}(M2)$ größer als 50%, c) Histogramm der Tagesmittel der Windgeschwindigkeiten in Klassen von 1 m/s für Fälle mit relativer Abweichung durch $\vec{y}_{WP}(M2)$ von $\vec{y}_{LB}(1d)$ um mehr als 50% absolut, d) Histogramm der Tagesmittel der Windgeschwindigkeiten in Klassen von 1 m/s für Fälle mit relativer Abweichung durch $\vec{y}_{WP}(M2)$ von $\vec{y}_{LB}(1h)$ um mehr als 50% absolut, e) Histogramm der Tagesmittel der Windgeschwindigkeiten in Klassen von 1 m/s für Fälle mit relativer Abweichung durch $\vec{y}_{WP}(M2)$ von $\vec{y}_{LB}(1d)$ um mehr als 50% ,relativ zum Gesamtvorkommen der Klasse der Windgeschwindigkeit, f) Histogramm der Tagesmittel der Windgeschwindigkeiten in Klassen von 1 m/s für Fälle mit relativer Abweichung durch $\vec{y}_{WP}(M2)$ von $\vec{y}_{LB}(1h)$ um mehr als 50% ,relativ zum Gesamtvorkommen der Klasse der Windgeschwindigkeit; grün/blau: relative Abweichung durch $\vec{y}_{WP}(M2)$ von $\vec{y}_{LB}(\Delta t)$ ist kleiner oder gleich 50%, grau: relative Abweichung durch $\vec{y}_{WP}(M2)$ von $\vec{y}_{LB}(\Delta t)$ ist größer als 50%

richtungssektoren der mittlere Tagesertrag aus den Produktionsdaten der WEA errechnet, welche ohne Abschattungseffekte durch andere WEA dem Wind ungestört ausgesetzt sind (Abb. 4.4 b)). Diese WEA, welche durch andere nicht abgeschattet sind, wurden aufgrund der Lage der WEA innerhalb der Windparks (Abb. 2.3) einem Windrichtungssektor zugeordnet. Der pro Tag repräsentative Ertrag in $\vec{y}_{WP}(M3)$ ist das Maximum aus den 12 berechneten mittleren Erträgen.

4.3.1 Ergebnis

Der Perzentilvergleich in Abb. 4.8 a) zeigt wie für die Verfahren der vorangegangenen Abschnitte die stärkere Unterschätzung von $\vec{y}_{LB}(10min)$ und $\vec{y}_{LB}(1h)$ durch $\vec{y}_{WP}(M3)$ im Gegensatz zu den Erträgen $\vec{y}_{LB}(1d)$. Dies ist begründbar mit der Form des Graphen der verwendeten Leistungskennlinie. Im Perzentil- und Histogrammvergleich (Abbildungen 4.8 a) und b)) ist für alle vier Datensätze ein sehr ähnliches und für Ertragszeitreihen typisches Verhalten zu erkennen. Die Datensätze sind nicht normalverteilt. Und wie schon zuvor treten für Ertragshöhen im Bereich von 0-4000 kWh/Tag die größten und häufigsten Unterschiede zwischen aufbereiteten Parkdaten und aus Windmessungen abgeleiteten Erträgen auf.

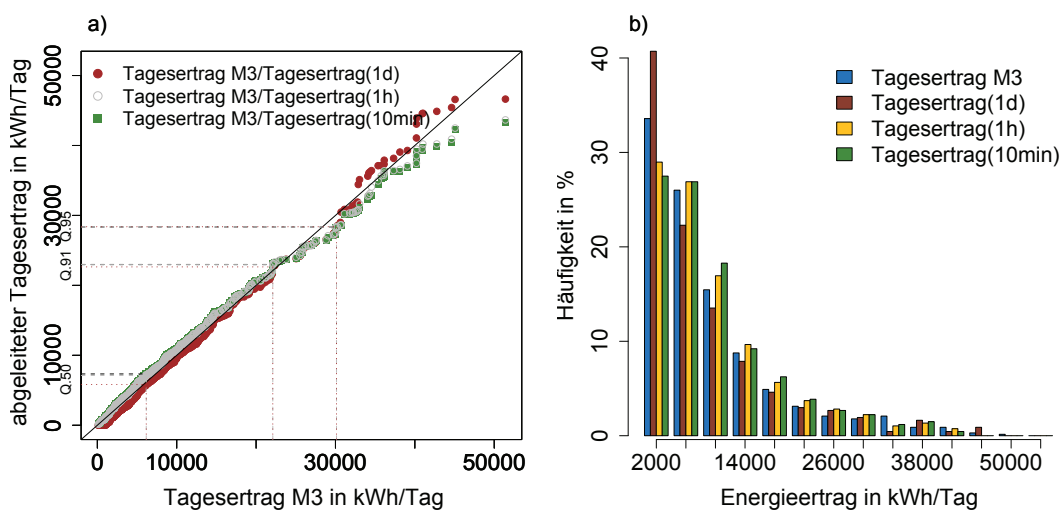


Abbildung 4.8: a) QQ-Plot: aufbereitete Parkdaten $\vec{y}_{WP}(M3)$ mit Methode M3 in kWh/Tag (x-Werte) und $\vec{y}_{LB}(\Delta t)$ in kWh/Tag mit $\Delta t \in [10min, 1h, 1d]$ (y-Werte), b) Häufigkeitsverteilung von $\vec{y}_{WP}(M3)$ und $\vec{y}_{LB}(\Delta t)$ in Klassen von 4000 kWh/Tag

In Tabelle 4.5 sind die statistischen Kenngrößen des Vergleichs von $\vec{y}_{WP}(M3)$ mit $\vec{y}_{LB}(\Delta t)$ zusammengefasst. Es zeigt sich, dass sich die Datensätze $\vec{y}_{LB}(\Delta t)$ unabhängig von der zeitlichen Auflösung Δt sowohl im mittleren Ertrag (mean) als auch

in der mittleren absoluten Abweichung der Werte vom Mittelwert (mad) nur geringfügig von $\vec{y}_{WP}(M3)$ unterscheiden. Die relativen Abweichungen sind in Tabelle 4.6 festgehalten. Die Abweichungen sind minimal. Die beste Übereinstimmung im mittleren Ertrag und der absoluten Abweichung der Werte vom Mittelwert ist zwischen den Ertragsdatensätzen $\vec{y}_{WP}(M3)$ und $\vec{y}_{LB}(1h)$ gegeben. Alle Ertragszeitreihen $\vec{y}_{LB}(\Delta t)$ korrelieren mit 0.94 sehr stark mit $\vec{y}_{WP}(M3)$.

Tabelle 4.5: Statistische Parameter für Methode M3: Vergleich der berechneten Erträge aus Windmessungen $\vec{y}_{LB}(\Delta t)$ für $\Delta t=[10\text{min},1h,1d]$ in kWh/Tag mit Erträgen des Windparks Beeskow in kWh/Tag mit Methode M3

Parameter	$\vec{y}_{LB}(10\text{min})$	$\vec{y}_{LB}(1h)$	$\vec{y}_{LB}(1d)$	$\vec{y}_{WP}(M3)$
$\text{mean}(\vec{y})$ in kWh/Tag	9750	9641	8641	9189
$\text{mad}(\vec{y})$ in kWh/Tag	6334	6373	7142	6557
$\text{fiqr}(\vec{y})$	3.52	3.59	5.25	3.99
$\rho(, \vec{y}_{WP})$	0.94	0.94	0.94	

Tabelle 4.6: Relative Abweichungen im mittleren Ertrag \bar{y} und der mittleren absoluten Abweichung mad der Tageserträge $\vec{y}_{WP}(M2)$ von $\vec{y}_{LB}(\Delta t)$ für $\Delta t = [10\text{min},1h,1d]$

rel. Abw.	p(10min) in %	p(1h) in %	p(1d) in %
im mittleren Ertrag \bar{y}	-5.8	-4.7	6.3
in mittlerer abs. Abw. $\text{mad}(\vec{y})$	3.5	2.88	-8.3

4.3.2 Diskussion, Vor- und Nachteile

Durch das Verfahren M3 werden die Ertragsdaten des Windparks Beeskow so aufbereitet, dass die Tageserträge $\vec{y}_{LB}(1h)$ im Mittel um ca. 5% unterschätzt und in der Varianz um ca. 3% überschätzt werden. Durch M3 wird weiterhin der Großteil der im Windpark vorhandenen WEA in die Aufbereitung der Produktionsdaten einbezogen (Abb. 4.9 a)). Dabei tragen die drei WEA im Südwesten des Parkes den größten Anteil zur Erstellung der Zeitreihe $\vec{y}_{WP}(M3)$ bei. Diese WEA sind den Windrichtungssektoren 9 und 10 zugeordnet, für welche nach Abb. 2.5 am häufigsten die Windrichtung beobachtet wurde.

Abb. 4.9 b) stellt die Sektoren der Hauptwindrichtungen, welche in Lindenberg beobachtet wurden, den Sektoren gegenüber, in welchen tatsächlich die höchste mittlere Energieabgabe pro Tag durch die WEA gemessen wurde. Es ist zu sehen, dass es häufiger als erwartet vorkommt, dass ein Maximum bei Turbinen in Sektor 9 gefunden

wird, obwohl in Lindenberg andere Windrichtungen gemessen wurden. Gründe dafür können fehlerhafte Beobachtungsdaten oder Umgebungseffekte in Lindenberg bzw. Beeskow sein. Diese Effekte sollten sich am jeweils anderen Standort durch die Entfernung von 8 km nicht mehr so stark niederschlagen und sind aus bloßen Ertragsdaten nicht ersichtlich.

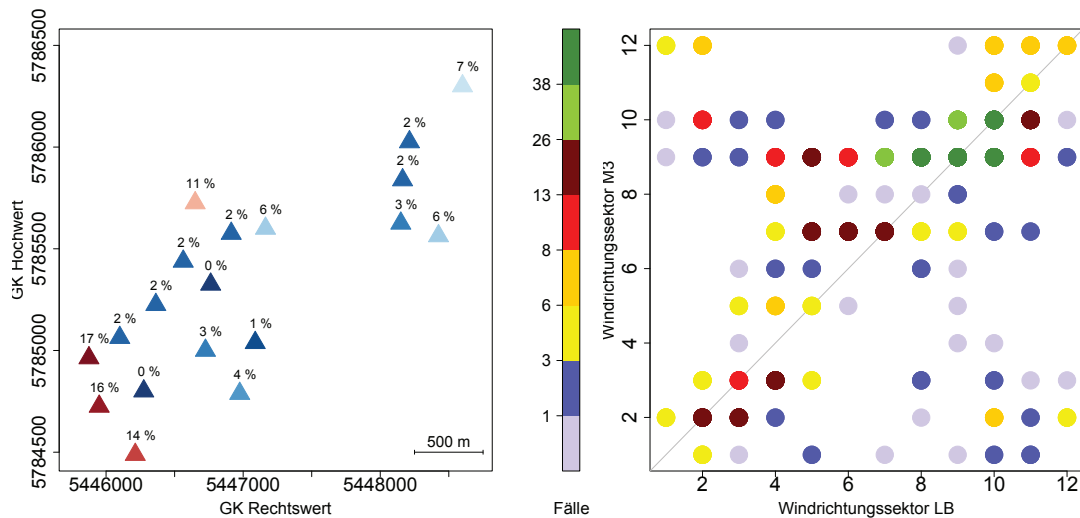


Abbildung 4.9: a) Beitrag der WEA zu $\vec{y}_{WP}(M3)$ in %, b) Streudiagramm: gemessene Windrichtung am Mast in Lindenberg in Form von Hauptwindrichtungssektor pro Tag (x-Werte) und Sektoren, in welchen das Maximum der mittleren Erträge der WEA beobachtet wurde (y-Werte), sowie absolute Häufigkeiten der Ereignisse

Erneut zeigen die Abbildungen 4.10 a) und b), dass Ertragshöhen zwischen 0-4000 kWh/Tag von $\vec{y}_{LB}(\Delta t=[1d,1h])$ am häufigsten durch $\vec{y}_{WP}(M3)$ in Abhängigkeit von Windgeschwindigkeiten zwischen 2-4 m/s (Abbildungen 4.10 c)-f)) um mehr als 50% überschätzt werden. Jedoch kann innerhalb des Verfahrens M3 die Häufigkeit der Abweichungen zwischen den abgeleiteten und den aufbereiteten Ertragsdaten im Vergleich zu den Methoden M1 und M2 nochmals reduziert werden.

Insgesamt ist Verfahren M3 eine gute und stabile Methode Ertragsdaten aufzubereiten, so dass die berechneten Erträge $\vec{y}_{LB}(1h)$ gut approximiert werden. Methode M3 benötigt nur die reinen Ertragsdaten und Kenntnis über den Aufbau des Parks. Die mögliche Fehlerquellen wurden so weit wie möglich auf die Verwendung der Parkdaten sowie einer Leistungskurve für die Übertragung von Windgeschwindigkeiten in Energieerträge begrenzt.

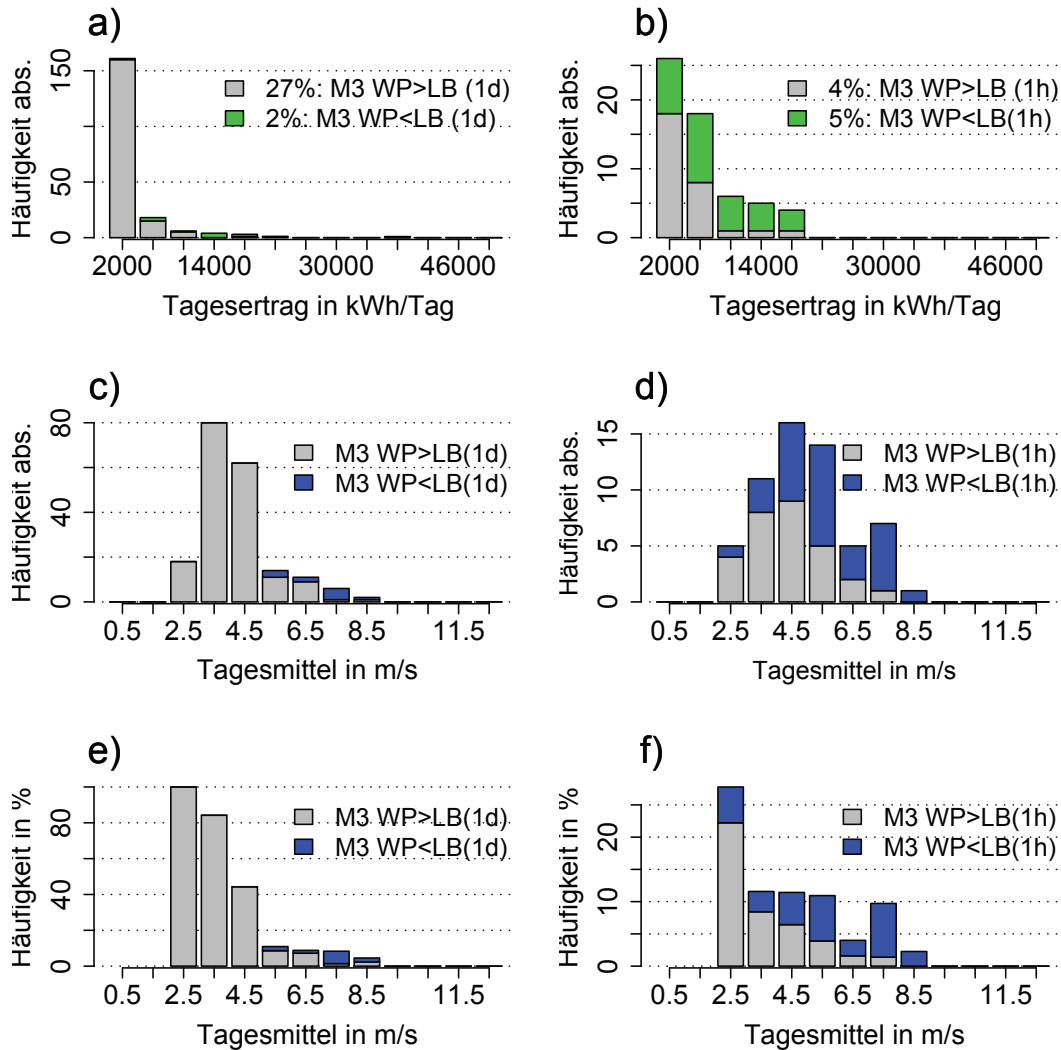


Abbildung 4.10: a) Histogramm von $\vec{y}_{LB}(1d)$ in Klassen von 4000 kWh/Tag für Fälle mit relativen Abweichungen durch $\vec{y}_{WP}(M3)$ größer als 50%, b) Histogramm von $\vec{y}_{LB}(1h)$ in Klassen von 4000 kWh/Tag für Fälle mit relativen Abweichungen durch $\vec{y}_{WP}(M3)$ größer als 50%, c) Histogramm der Tagesmittel der Windgeschwindigkeiten in Klassen von 1 m/s für Fälle mit relativer Abweichung durch $\vec{y}_{WP}(M3)$ von $\vec{y}_{LB}(1d)$ um mehr als 50% absolut, d) Histogramm der Tagesmittel der Windgeschwindigkeiten in Klassen von 1 m/s für Fälle mit relativer Abweichung durch $\vec{y}_{WP}(M3)$ von $\vec{y}_{LB}(1h)$ um mehr als 50% absolut, e) Histogramm der Tagesmittel der Windgeschwindigkeiten in Klassen von 1 m/s für Fälle mit relativer Abweichung durch $\vec{y}_{WP}(M3)$ von $\vec{y}_{LB}(1d)$ um mehr als 50% ,relativ zum Gesamtvorkommen der Klasse der Windgeschwindigkeit, f) Histogramm der Tagesmittel der Windgeschwindigkeiten in Klassen von 1 m/s für Fälle mit relativer Abweichung durch $\vec{y}_{WP}(M3)$ von $\vec{y}_{LB}(1h)$ um mehr als 50% ,relativ zum Gesamtvorkommen der Klasse der Windgeschwindigkeit; grün/blau: relative Abweichung durch $\vec{y}_{WP}(M3)$ von $\vec{y}_{LB}(\Delta t)$ ist kleiner oder gleich 50%, grau: relative Abweichung durch $\vec{y}_{WP}(M1)$ von $\vec{y}_{LB}(\Delta t)$ ist größer als 50%

4.4 Zusammenfassung

Die drei Methoden zur Aufbereitung von Produktionsdaten liefern unterschiedliche Ergebnisse im Vergleich zu den errechneten Erträgen $\vec{y}_{LB}(1h)$ aus Windmessungen. Aus Tabelle 4.7 sind die statistischen Parameter für die drei verschiedenen aufbereiteten Parkdatensätze und die beobachteten Erträge des Windparks $\vec{y}_{WP}(Obs)$, ohne jegliche Aufbereitung, zusammengefasst. Aus ihr geht hervor, dass für $\vec{y}_{WP}(M3)$ der mittlere Ertrag, die mittlere absolute Abweichung und der Interquartilsabstand zwischen den analogen Werten der statistischen Kenngrößen für $\vec{y}_{WP}(M1)$ und $\vec{y}_{WP}(M2)$ liegt. Der mittlere beobachtete Ertrag von $\vec{y}_{WP}(Obs)$ errechnet sich aus den Produktionsdaten aller sich im Windpark befindenden WEA. Die Tageserträge sind aufgrund von Abschattungseffekten unterschiedlich hoch. Der mittlere beobachtete Tagesertrag im Windpark Beeskow liegt ohne Aufbereitung deutlich unter den mittleren aufbereiteten Erträgen, weil Abschattungseffekte nicht korrigiert wurden. Tabelle 4.8 zeigt, dass die relativen Abweichungen der Datensätze untereinander je nach Art der Aufbereitung der Produktionsdaten im mittleren Ertrag bis zu 15.6% und in der mittleren absoluten Abweichung bis zu 12% betragen. Die Anwendung von Methode M3 ist nach den Tabellen 4.7 und 4.8 der Mittelweg zwischen M1 und M2.

Tabelle 4.7: Statistische Parameter für $\vec{y}_{WP}(M1, M2, M3)$

Parameter	$\vec{y}_{WP}(M1)$	$\vec{y}_{WP}(M2)$	$\vec{y}_{WP}(M3)$	$\vec{y}_{WP}(Obs)$
mean(\vec{y}) in kWh/Tag	10252	8654	9270	7351
mad(\vec{y}) in kWh/Tag	7204	6340	6621	5345
fiqr(\vec{y})	4.13	5.25	3.97	4.13
$\rho(\vec{y}_{WP}(M1), \cdot)$		0.97	0.97	0.98

Tabelle 4.8: Relative Abweichungen der Erträge $\vec{y}_{WP}(M2)$ und $\vec{y}_{WP}(M3)$ von $\vec{y}_{WP}(M1)$ im mittleren Ertrag mean und mittlerer absoluter Abweichung mad in %

	$\vec{y}_{WP}(M2)$		$\vec{y}_{WP}(M3)$	
	mean [%]	mad [%]	mean [%]	mad [%]
$\vec{y}_{WP}(M1)$	-15.6	-12	-9.6	-8.1

Bei den vorangegangenen Vergleichen zeigte sich, dass die größten Abweichungen zwischen den aufbereiteten Parkdaten und den berechneten Erträgen $\vec{y}_{LB}(\Delta t=[1d, 1h])$ am häufigsten für Windgeschwindigkeiten im Bereich von 2-5 m/s auftraten. Insgesamt seltener traten große Abweichungen zwischen $\vec{y}_{WP}(M)$ und $\vec{y}_{LB}(1h)$ auf als im

Vergleich mit $\vec{y}_{LB}(1d)$. An diesem Punkt wurde die Bedeutung der Wahl des Intervalls Δt für die zeitliche Auflösung der Windgeschwindigkeiten, welche zur Berechnung von $\vec{y}_{LB}(\Delta t=[1d,1h])$ verwendet wurden, deutlich.

Obwohl Methode M1 am unabhängigsten von Kenntnissen über Parkaufbau, Windrichtung und Umgebung ist, lieferte diese Prozedur nicht reproduzierbare Ergebnisse durch $\vec{y}_{LB}(1h)$. Durch $\vec{y}_{WP}(M1)$ wurden die Erträge $\vec{y}_{LB}(1h)$ deutlich überschätzt. Durch Methode M2 wurde der Überschätzung von $\vec{y}_{LB}(1h)$ durch die Parkdaten $\vec{y}_{WP}(M1)$ entgegengewirkt, sowie die Ertragsdaten aller WEA im Windpark in die Untersuchung einbezogen. Dennoch birgt dieses Verfahren eine große Fehlerquelle, da Windrichtungen zur Parkdatenaufbereitung verwendet wurden. Es wurde darauf hingewiesen, dass durch Störung der Windrichtungen unterschiedliche Ergebnisse im Vergleich der Parkdaten mit aus Messungen abgeleiteten Erträgen erzielt wurden. Abweichungen im Vergleich von Tageserträgen können somit nicht nur anhand abweichender Windgeschwindigkeiten erklärt werden.

Im Hinblick auf die Übertragbarkeit des Verfahrens auf weitere Gebiete und wegen der Unabhängigkeit von Windmessungen und Kenntnissen über die Umgebung wird für den weiteren Verlauf der Arbeit daher Methode M3 verwendet. Diese Strategie berücksichtigte nur den Sektor dessen WEA im Mittel den höchsten Ertrag pro Tag produzierten. Dadurch konnten weitere Annahmen über orografische oder Parkeffekte vermieden werden. In M3 werden nur die um ihre Verfügbarkeit korrigierten beobachteten Parkdaten und ein Standortplan der WEA benötigt, um die WEA einzelnen Windrichtungssektoren zuordnen zu können. Durch Methode M3 wurden Produktionsdaten von WEA im gesamten Park, welcher fast eine Modellgitterzelle abdeckt, in die Untersuchungen einbezogen. Dem Skalenproblem im Bezug auf den Vergleich von Punktmessungen mit simulierten Windgeschwindigkeiten, welche für eine Modellgitterzelle gelten, soll so entgegengewirkt werden.

Weiterhin zeigten die Unsicherheitsbetrachtungen, dass die Erträge $\vec{y}_{LB}(1h)$ durch $\vec{y}_{WP}(M3)$ am besten abgebildet werden. Die Erträge $\vec{y}_{WP}(M3)$ wichen im mittleren Ertrag nur um -4.7% von $\vec{y}_{LB}(1h)$ ab. Dies entspricht einer Abweichung von ca. 2% in der Windgeschwindigkeit. Die Unterschiede in der mittleren absoluten Abweichung der Ertragswerte von ihrem Mittelwert zwischen $\vec{y}_{LB}(1h)$ und $\vec{y}_{WP}(M3)$ beliefen sich auf nur 2.9%.

5 Validierung von MM5 Windfeldern mit Energieerträgen

In Kapitel 4 wurden drei Methoden diskutiert, um Ertragsdaten des Windparks Beeskow so aufzubereiten, dass sie die abgeleiteten Tageserträge aus Windmessungen am Mast in Lindenberg wiedergeben. Durch die Aufbereitung mit Methode M3 wurden dabei die besten Ergebnisse erzielt. Im folgenden Kapitel wird untersucht, ob sich der aufbereitete Datensatz zur Validierung von Windfeldsimulationen eignet. Zu diesem Zweck wurden Windgeschwindigkeiten mit dem Mesoskalenmodell MM5 simuliert. Die Ergebnisse werden, wie in den Abschnitten 1.2 und 1.3 erläutert wurde, als eine „Klammer“ benutzt, um die vorhandenen Datensätze zeitlich miteinander zu verknüpfen (Abb. 1.1). Zunächst werden die Windgeschwindigkeiten aus den umliegenden Gitterpunkten auf die Koordinaten des Windparks Beeskow und von Modellflächen auf die Nabenhöhe der WEA interpoliert (Abschnitt 2.3.4). Aus diesem Datensatz werden mittels des in Kapitel 3 vorgestellten Algorithmus die Erträge auf Basis von Stundenwerten und Tagesmitteln der Windgeschwindigkeit berechnet. Der Validierungsdatensatz wurde bereits mit Hilfe der in Abschnitt 4.3 beschriebenen Prozedur aus beobachteten Tageserträgen erstellt.

Ein Vergleich der Zeitreihen der Windgeschwindigkeit aus der Modellsimulation mit den Messungen am Mast in Lindenberg soll zuvor zeigen, welche Erwartungen an die Validierung mittels Parkdaten gestellt werden können. Die später verwendeten Windfelder des Modells COSMO-CLM, mit welchen die Änderung des Energieertrages durch den Windpark Beeskow unter Szenarienbedingungen abgeschätzt werden sollen, stehen mit einer maximalen zeitlichen Auflösung von 1h zur Verfügung. Deshalb erfolgen die Untersuchungen der Windfelder und die Validierung durch Ertragsdatensätze auch für MM5 generierte Modelldaten auf Basis von sowohl Stundenwerten als auch Tagesmitteln.

5.1 Vergleich von MM5 Modelldaten mit Windmessungen am Mast in Lindenberg

Kommend wird ein Vergleich zwischen den Beobachtungen am Messmast in Lindenberg und den simulierten Windgeschwindigkeiten für die Koordinaten des Windparks Beeskow zeigen, wie gut das regionale Atmosphärenmodell MM5 für diesen Raum die Beobachtungen widerspiegeln kann. Die Modellgitterzellen, welche den Standort Lindenberg und Beeskow abdecken, sind benachbart (Abb. 2.2). Es wird an dieser

Stelle nur angemerkt, dass der Vergleich der simulierten Windgeschwindigkeiten mit MM5 für den Standort Lindenberg mit den simulierten Windgeschwindigkeiten für den Standort Beeskow zeigte, dass sich die Zeitreihen nur minimal unterscheiden. Somit kann das Ergebnis des Vergleichs von Beobachtungsdaten in Lindenberg mit Simulationsergebnissen für den Standort Beeskow als aussagekräftig bewertet werden. Die Datensätze werden ähnlich wie die Zeitreihen der Erträge nach Mittelwerten, mittlerer absoluter Abweichung der Werte vom Mittelwert, Interquartilsabstand und Spearman's Rangkorrelation bewertet. Eine genaue Beschreibung dieser Parameter wurde in Abschnitt 3.4 gegeben.

Als $\vec{v}_{obs}(\Delta t)$ wird im Folgenden die in Lindenberg beobachtete Zeitreihe von Windgeschwindigkeiten für den Zeitraum 23.04.2005-28.02.2007 in Form von Stundenwerten für $\Delta t=1h$ bzw. als Tagesmittel für $\Delta t=1d$ bezeichnet. Die analoge Bezeichnung der Modelldaten sei $\vec{v}_{MM5}(\Delta t)$.

Für den untersuchten Zeitraum werden die beobachteten Windgeschwindigkeiten durch das Modell im Mittel um ca. 2% überschätzt (Tabelle 5.1). Für beide zeitliche Auflösungen der Daten $\Delta t = [1h, 1d]$ werden die mittleren absoluten Abweichungen mad der Messdaten von ihren Mittelwerten, durch $mad(\vec{v}_{MM5})$ um 8.5% bzw. 19.4% überschätzt. Die geringere Streuung der Messdaten spiegelt sich im Vergleich der Quantile $Q_{.02}$ und $Q_{.97}$ wider. Die Minimalwerte der Beobachtungen liegen über den Minimalwerten der Modelldaten, während die Maximalwerte der Beobachtungen unter den Maximalwerten der Modelldaten liegen. Die gemessenen und simulierten Windgeschwindigkeiten sind mit einem Koeffizienten von 0.72 (für instantane Stundenwerte) bzw. 0.86 (für Tagesmittel) stark positiv korreliert.

Tabelle 5.1: Statistische Parameter: Vergleich der Windgeschwindigkeiten gemessen $\vec{v}_{obs}(\Delta t)$ und simuliert mit MM5 $\vec{v}_{MM5}(\Delta t)$ für $\Delta t=[1h, 1d]$

Parameter	$\vec{v}_{obs}(1h)$	$\vec{v}_{MM5}(1h)$	$\vec{v}_{obs}(1d)$	$\vec{v}_{MM5}(1d)$
#Werte	16243	16243	677	677
$mean(\vec{v})$ in m/s	5.89	6.01	5.87	6
$mad(\vec{v})$ in m/s	1.99	2.16	1.55	1.85
$Q_{.02}(\vec{v})$ in m/s	1.38	1.12	2.78	2.05
$Q_{.98}(\vec{v})$ in m/s	11.59	12.63	10.78	11.93
$f_{iqr}(\vec{v})$	1.84	1.88	1.57	1.68
$\rho(, \vec{v}_{obs})$		0.72		0.86

Im Perzentilvergleich (Abb. 5.1 a)) ist zu erkennen, dass untere beobachtete Windgeschwindigkeiten durch Modelldaten eher unterschätzt werden, während mittlere bis hohe Geschwindigkeiten überschätzt werden. In Abb. 5.1 a) sind die Grenzen der Bereiche eingezeichnet, innerhalb welcher Variationen in der Windgeschwindigkeit aufgrund der Kennlinie bei der Ableitung von Tagesenergieerträgen berücksichtigt werden. Die

Unterschätzung der Beobachtungen durch Modelldaten im Bereich 0-3.14 m/s wird somit durch abgeleitete Erträge nicht beachtet im Gegensatz zu der Überschätzung der Messwerte ab ca. 6 m/s. Die Stärke der Überschätzung ist ab einer Geschwindigkeit von ca. 16.6 m/s unerheblich. Die Leistungsabgabe ist in diesem Bereich konstant. Die Häufigkeitsverteilungen der Windgeschwindigkeiten in Abb. 5.1 b) und c) zeigen sowohl für Stunden- als auch Tageswerte ein typisches Bild. Für beide Zeitauflösungen besitzen die Histogramme eine leichte Verschiebung der Modelldaten zu höheren Werten.

Übertragen auf die Validierung des MM5 Windfeldes mittels Ertragsdaten, lässt sich für diesen Standort nach Ableiten von Erträgen aus den modellierten Winddaten eine Überschätzung von $\vec{y}_{WP}(M3)$ voraussagen. Weiterhin ist anzunehmen, dass Erträge der unteren Quantile durch das Modell eher unterschätzt werden, während Erträge der höheren Quantile überschätzt werden. Dies ist in diesem Fall kein Fehler durch die Ertragsaufbereitung, sondern eine Analogie zu den Windgeschwindigkeiten in diesem Zeitraum für diesen Standort.

5.2 Vergleich von Energieerträgen - abgeleitet aus MM5 und aufbereitet mit Methode M3

Im nachstehenden Abschnitt werden Tageserträge, welche sich aus mit MM5 modellierten Windgeschwindigkeiten ableiten, für den Standort Beeskow mit aufbereiteten beobachteten Ertragsdaten verglichen. Dabei bezeichne $\vec{y}_{MM5}(\Delta t)$ das zu evaluierende modellierte Feld in Form von Tagesenergieerträgen und $\vec{y}_{WP}(M3)$ den beobachteten Ertragsdatensatz des Windparks Beeskow, welcher nach Verfahren M3 in Abschnitt 4.3 aufbereitet wurde. Dieser Datensatz ist wegen der Art der Aufbereitung ein Indikator für die gemessenen Windgeschwindigkeiten im Raum Lindenberg-Beeskow mit einer Abweichung um ca. 5% bezogen auf den mittleren Tagesertrag und um ca. 3% im Bezug auf die mittlere absolute Abweichung der Erträge vom mittleren Tagesertrag (Tabelle 4.6). Die Modelldatensätze $\vec{y}_{MM5}(\Delta t)$ wurden aus Windgeschwindigkeiten, welche mit MM5 simuliert wurden, für $\Delta t = [1h, 1d]$ abgeleitet (vgl. Abschnitt 3.3).

Der vorangegangene Abschnitt zeigte bereits, dass die gemessenen Windgeschwindigkeiten am Standort Lindenberg, welche als repräsentativ für den Standort Beeskow angesehen werden, durch Modelldaten im Mittel überschätzt werden. Es wird daher erwartet, dass die Modellvalidierung mit Ertragsdaten im gleichen Zeitraum ebenfalls in einer Überschätzung der Ertragsdaten des Windparks resultiert.

Abb. 5.2 macht deutlich, dass die aufbereiteten Ertragsdaten $\vec{y}_{WP}(M3)$ durch die Erträge $\vec{y}_{MM5}(\Delta t)$ überschätzt werden. Aufgrund der Unterschätzung der gemessenen Windgeschwindigkeiten durch das Modell von 0-6 m/s wurde eine Unterschätzung der niedrigeren beobachteten Erträge durch $\vec{y}_{MM5}(\Delta t)$ erwartet. Der Perzentilvergleich in Abb. 5.2 a) bestätigt eindeutig die getroffene Annahme. Die erwartete Überschät-

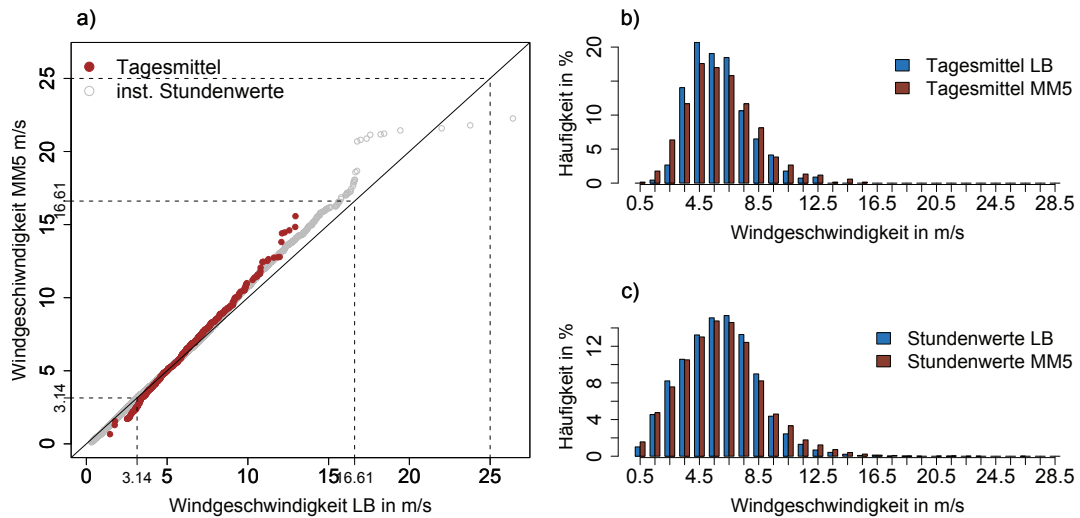


Abbildung 5.1: Vergleich der Windgeschwindigkeiten gemessen am Mast in Lindenberg und simuliert mit MM5; Tagesmittel und instantane Stundenwerte für den Zeitraum 23.04.2005-28.02.2007: a) QQ-Plot für beobachtete Windgeschwindigkeiten am Mast in Lindenberg in m/s als instantane Stundenwerte und Tagesmittel (x-Werte) und simulierte Windgeschwindigkeiten aus MM5 für Koordinaten des Windparks Beeskow in m/s als instantane Stundenwerte und Tagesmittel (y-Werte), Kennzeichnung der Anlauf-/Abschaltgeschwindigkeit (3.14 m/s /25 m/s) und Windgeschwindigkeit zum Erreichen der Nennleistung (16.61 m/s) einer WEA vom Typ Vestas V80-2.0MW, b) Häufigkeitsverteilungen: Windgeschwindigkeit gemessen in Lindenberg und simuliert mit MM5 in Klassen von 1 m/s, Tagesmittel, c) Häufigkeitsverteilungen Windgeschwindigkeiten gemessen in Lindenberg und simuliert mit MM5 in Klassen von 1 m/s, instantane Stundenwerte

zung der mittleren und hohen Erträge tritt ebenfalls ein. Abb. 5.2 b) zeigt wieder deutlich die Unterschiede zwischen $\vec{y}_{MM5}(1d)$ und $\vec{y}_{MM5}(1h)$. Die Verwendung von Tagesmitteln in der Windgeschwindigkeit resultiert häufiger in einer Berechnung von Niedrigerträgen (siehe Abschnitt 3.5).

Aus Tabelle 5.2 geht hervor, dass die Erträge $\vec{y}_{MM5}(\Delta t)$ die aufbereiteten Ertragsdaten $\vec{y}_{WP}(M3)$ in Abhängigkeit von $\Delta t = 1h$ bzw. $1d$ um 14.6% bzw. 6% im mittleren Tagesertrag und um 19% bzw. 23.6% bezogen auf die mittlere absolute Abweichung der Erträge vom Mittelwert überschätzen. Nach Abschnitt 4.3.1 ist bekannt, dass $\vec{y}_{WP}(M3)$ die abgeleiteten Tageserträge $\vec{y}_{LB}(\Delta t)$ und somit die in diesem Raum vorherrschenden Strömungsverhältnisse mit einer gewissen Unsicherheit repräsentieren. Die Höhe der Unsicherheit, siehe Tabelle 4.6, ist abhängig von der zeitlichen Auflösung $\Delta t=[1h,1d]$ gemessenen Windgeschwindigkeiten, welche zur Ableitung der Erträge verwendet wurden. Dabei ist entscheidend, dass Abweichungen zwischen $\vec{y}_{WP}(M3)$

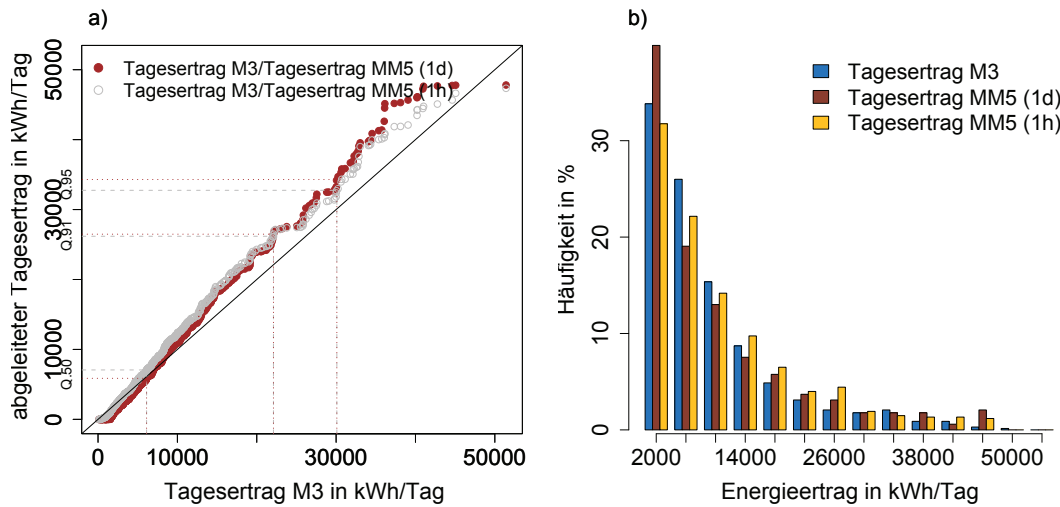


Abbildung 5.2: a) Perzentilvergleich aufbereiteter Ertrag aus Windpark Beeskow und Ertrag abgeleitet aus Windgeschwindigkeiten aus MM5 mit zeitlicher Auflösung $\Delta t=[1d,1h]$, b) Häufigkeitsverteilungen von beobachtetem und aus MM5 abgeleiteten Ertrag in Klassen von 4000 kWh/Tag

und $\vec{y}_{LB}(\Delta t)$ für $\Delta t=1h$ geringer sind. Es wird somit gefolgert, dass durch den Einsatz von $\vec{y}_{WP}(M3)$ zur Validierung eine Aussage über die Höhe der Überschätzung durch $\vec{y}_{MM5}(\Delta t)$ für $\Delta t=1h$ getroffen werden kann. Die Verwendung von Tagesmitteln bei der Berechnung von Energieerträgen verzerrt hingegen das Ergebnis.

Die Korrektur des mittleren aufbereiteten Parkertrages um die Abweichung nach Tabelle 4.6 ergibt einen mittleren Ertrag von 9599 kWh/Tag (Tabelle 5.2). Dieser entspricht etwa dem mittleren Tagesertrag $\text{mean}(\vec{y}_{LB}(1h))$. Die Korrektur der mittleren absoluten Abweichung resultiert entsprechend in 6363 kWh/Tag. Die Verwendung der korrigierten Werte ergibt, dass $\vec{y}_{MM5}(1h)$ nach einer Korrektur den mittleren aufbereiteten Ertrag $\text{mean}(\vec{y}_{WP}^*(M3))$ um 9.2% und die mittlere absolute Abweichung der Erträge von ihrem Mittelwert um 22.4% überschätzt.

5.3 Zusammenfassung und Diskussion

In den vorangegangenen Abschnitten wurde für den Zeitraum 23.04.2005-28.02.2007 gezeigt, dass das Ergebnis des Vergleichs von Tageserträgen $\vec{y}_{WP}(M3)$ mit $\vec{y}_{MM5}(1h)$ das Ergebnis des Vergleichs der gemessenen Windgeschwindigkeiten am Mast in Lindenberg \vec{v}_{obs} mit den simulierten Windgeschwindigkeiten aus MM5 \vec{v}_{MM5} widerspiegelt. Der direkte Vergleich von $\vec{v}_{obs}(1h)$ und $\vec{v}_{MM5}(1h)$ für den Standort Lindenberg ergab, dass die Messungen durch die Modelldaten im Mittel um ca. 2% und in der

Tabelle 5.2: Statistische Parameter: aufbereitete Tageserträge aus Windpark Beeskow mit Methode M3 ($\vec{y}_{WP}(M3)$) und Tageserträge abgeleitet von Windgeschwindigkeiten aus MM5 $\vec{y}_{MM5}(\Delta t)$ für $\Delta t=[1h,1d]$

Parameter	$\vec{y}_{MM5}(1h)$	$\vec{y}_{MM5}(1d)$	$\vec{y}_{WP}(M3)$	$\vec{y}_{LB}(1h)$ **
#Werte	677	677	677	673
mean(\vec{y}) in kWh/Tag	10485	9702	9148 9599 /8606 *	9641
mad(\vec{y}) in kWh/Tag	7788	8091	6546 6363 /7138 *	6373
fiqr(\vec{y})	4.7	6.79	4.01	3.59
$\rho(, \vec{y}_{WP})$	0.87	0.86		0.94

*)Korrektur um Unsicherheitspanne nach Tabelle 4.6 für Erträge abgeleitet aus Werten 1h/1d,

**)Parameter der Tageserträge $\vec{y}_{LB}(1h)$ nach Tabelle 4.5

mittleren absoluten Abweichung der Daten vom Mittelwert um 8.5% überschätzt werden. Der Bereich bis zu ca. 6 m/s hingegen wurde durch das Modell leicht unterschätzt. Die Unterschätzung von $\vec{v}_{obs}(1h)$ durch $\vec{v}_{MM5}(1h)$ im Bereich von 3.14-6 m/s spiegelt sich in der Unterschätzung von $\vec{y}_{WP}(M3)$ durch $\vec{y}_{MM5}(1h)$ bis ca. 2500 kWh/Tag wider. $\vec{y}_{WP}(M3)$ wird somit durch $\vec{y}_{MM5}(1h)$ im unteren Bereich unterschätzt aber insgesamt im Mittel um 14.6% und bezüglich der mittleren absoluten Abweichung mad um 19% überschätzt.

Der Vergleich der Erträge $\vec{y}_{LB}(1h)$ und $\vec{y}_{MM5}(1h)$ führte zu dem Ergebnis, dass $\vec{y}_{MM5}(1h)$ den mittleren Ertrag von $\vec{y}_{LB}(1h)$ um 9.2% und bezüglich der mittleren absoluten Abweichung der Erträge von ihrem Mittelwert um 22.4% überschätzen. Die Überschätzung von $\vec{y}_{LB}(1h)$ und $\vec{y}_{WP}(M3)$ durch $\vec{y}_{MM5}(1h)$ ist also etwa gleich hoch. Es kann nun gefolgert werden, dass durch das Modell MM5 in dem Zeitraum 23.04.2005-28.02.2007 aufbereitete Produktionsdaten des Windparks Beeskow mit genannter Überschätzung abgebildet werden können.

Obwohl eine detaillierte Analyse der Windgeschwindigkeiten mit Hilfe von Tagesertragsberechnungen nicht möglich ist, soll folgend untersucht werden, ob windschwache Tage mit Tagen, an welchen Niedrigerträge berechnet bzw. im Windpark Beeskow beobachtet werden, korrelieren. Als windschwache Tage werden in diesem Zuge jene Tage bezeichnet, an denen Windgeschwindigkeiten kleiner als 3.14 m/s an mehr als 12 Stunden beobachtet (simuliert) wurden.

In dem Zeitraum 23.04.2005-28.02.2007 liegen etwa 15% der gemessenen Windgeschwindigkeiten am Mast in Lindenberg als auch der Simulationsergebnisse aus MM5 für den Standort Beeskow zwischen 0-3.14 m/s. Diese 15% der Messungen $\vec{v}_{obs}(1h)$ verteilen sich auf insgesamt 370 der insgesamt untersuchten 677 Tage. 55 dieser 370

Tage sind windschwache Tage, also etwa 8% des Gesamtzeitraumes.

Betrachten wir zunächst die Tageserträge $\vec{y}_{LB}(1h)$, welche direkt aus den Messungen abgeleitet wurden. Es wird erwartet, dass windschwache Tage und Tage mit Niedrigerträgen korrelieren:

Die Spanne der Ertragswerte an windschwachen beobachteten Tagen liegt bei 9-3424 kWh/Tag mit einem Mittelwert von 1396 kWh/Tag und einer absoluten mittleren Abweichung der Ertragswerte vom Mittelwert von 741 kWh/Tag (Tab. 5.3). Das Minimum innerhalb dieser 55 Tage und das Ertragsminimum des Gesamtertragsdatensatzes $\vec{y}_{LB}(1h)$ stimmen mit 9 kWh/Tag überein. Es wurde an dem Tag mit den meisten windschwachen Stunden abgeleitet. Das Maximum wird innerhalb der 55 Tage mit 3424 kWh/Tag berechnet. Wird der Gesamtdatensatz $\vec{y}_{LB}(1h)$ betrachtet, so liegen aber ca. 24% der Werte über den gesamten Zeitraum unter dieser Ertragsgröße. Das heißt, dass an Tagen mit wesentlich höheren Windgeschwindigkeiten niedrigere Erträge abgeleitet werden als an windschwachen Tagen. Dieser Widerspruch ergibt sich bereits aus der Betrachtung der Messungen in Lindenberg und den daraus abgeleiteten Tageserträgen. Er wird damit begründet, dass bei der Ableitung von Tageserträgen aus insbesondere niedrigeren Windgeschwindigkeiten nur wenig höhere Werte aufgrund der Leistungskennlinie in wesentlich höheren Ertragswerten resultieren (siehe Abschnitt 3.5). Die Zuordnung von windschwachen Tagen über die Anzahl der windschwachen Stunden zu Niedrigerträgen ist somit nicht eindeutig.

Jetzt betrachten wir die Ertragswerte an den gemessenen windschwachen Tagen im Ertragsdatensatz $\vec{y}_{WP}(M3)$ des Windparks Beeskow. Für die aufbereiteten Erträge $\vec{y}_{WP}(M3)$ beläuft sich die Ertragsspanne an den 55 windschwachen Tagen auf 114-4283 kWh/Tag, mit einem Mittelwert von 1299 kWh/Tag und einer absoluten mittleren Abweichung der Ertragswerte vom Mittelwert von 715 kWh/Tag. Das Minimum des Gesamtdatensatzes $\vec{y}_{WP}(M3)$ liegt ebenfalls bei 114 kWh/Tag. 36% der Werte des Gesamtdatensatzes jedoch liegen unter dem Maximum von 4283 kWh/Tag, welches an einem windschwachen Tag beobachtet wurde. Auch hier besteht also der Widerspruch, dass an Tagen mit höheren Windgeschwindigkeiten niedrigere Erträge im Windpark Beeskow beobachtet wurden. Dennoch sind die Ertragsgrößen von $\vec{y}_{LB}(1h)$ und $\vec{y}_{WP}(M3)$ an windschwachen Tagen im Bezug auf Mittel-, Minimal- und Maximalwerte sowie der absoluten mittleren Abweichung der Werte vom Mittelwert ähnlich.

Die windschwachen Stunden, welche in den Simulationsergebnissen aus MM5 gefunden wurden, betreffen insgesamt 307 Tage. An 75 dieser Tage werden für mehr als 12 Stunden Windgeschwindigkeiten unter 3.14 m/s simuliert. Betrachten wir zunächst die Spanne der Ertragsdaten $\vec{y}_{MM5}(1h)$, welche aus den instantanen simulierten Stundenwerten abgeleitet wurden. Diese erstreckt sich für die windschwachen Tage von 0-3226 kWh/Tag mit einem Mittelwert von 877 kWh/Tag und einer mittleren absoluten Abweichung der Werte vom Mittelwert von 708 kWh/Tag. 26% der Ertragsgrößen des Gesamtdatensatzes $\vec{y}_{MM5}(1h)$ liegen unter 3226 kWh/Tag. Die Werte der aufbereiteten Produktionsdaten $\vec{y}_{WP}(M3)$ des Windparks Beeskow hingegen liegen für dieselben 75 windschwachen Tage aus Simulationen mit MM5 zwischen 114-8774 kWh/Tag mit

einem Mittelwert von 2216 kWh/Tag und einer absoluten mittleren Abweichung der Werte vom Mittelwert von 1197 kWh/Tag. Wie oben schon erläutert liegt das Minimum des Gesamtdatensatzes $\vec{y}_{WP}(M3)$ ebenfalls bei 114 kWh/Tag. Aber 65% der Ertragsdaten $\vec{y}_{WP}(M3)$ liegen unter 8774 kWh/Tag, einem Ertragswert an einem Tag, der auf Basis von Simulationen mit MM5 als windstill deklariert wurde. Es ist also eindeutig, dass simulierte windschwache Tage mit Tagen, an welchen Niedrigerträge beobachtet wurden, nicht stark zusammenhängen.

Tabelle 5.3: Statistische Parameter: Vergleich der Tagesertragsgrößen abgeleitet aus am Mast in Lindenberg gemessenen instantanen Stundenwerten ($\vec{y}_{LB}(1h)$) und aus simulierten Windgeschwindigkeiten mit MM5 ($\vec{y}_{MM5}(1h)$) sowie aus aufbereiteten Produktionsdaten des Windparks Beeskow ($\vec{y}_{WP}(M3)$)

Parameter	$\vec{y}_{LB}(1h)^*$	$\vec{y}_{WP}(M3)^*$	$\vec{y}_{MM5}(1h)^{**}$	$\vec{y}_{WP}(M3)^{**}$
#Werte	55	55	75	75
mean(\vec{y}) in kWh/Tag	1396	1299	877	2216
mad(\vec{y}) in kWh/Tag	741	715	708	1197
min(\vec{y}) in kWh/Tag	9	114	0	114
max(\vec{y}) in kWh/Tag	3424	4283	3226	8774

*) Auswahl der windstillen Tage auf Basis von Messungen am Mast in Lindenberg mit Windgeschwindigkeit kleiner als 3.14 m/s an mehr als 12 Stunden pro Tag,

***) Auswahl der windstillen Tage auf Basis von Simulation mit MM5

Die vorangegangenen Ausführungen zeigten, dass eine eindeutige Zuordnung von Tagen mit Niedrigerträgen zu windschwachen Tagen ohne weitere Untersuchungen und insbesondere mit einer zeitlichen Auflösung der Energieertragsdaten von einem Tag nicht möglich ist. Dennoch wurde deutlich, dass die Ertragsdaten aus $\vec{y}_{WP}(M3)$ und $\vec{y}_{LB}(1h)$ sich an gemessenen windschwachen Tagen im Bezug auf Mittel, Minimal- und Maximalwerte sowie der mittleren absoluten Abweichung der Ertragswerte vom Mittelwert ähnlich sind. Die entsprechenden Größen für Tageserträge $\vec{y}_{MM5}(1h)$ für die windstillen Tage aus MM5 weichen stark ab. Für windschwache Tage unterschätzt $\vec{y}_{MM5}(1h)$ eindeutig die aufbereiteten Produktionsdaten $\vec{y}_{WP}(M3)$.

0.8% der Stundenwerte in den Messungen am Mast in Lindenberg und 2% der Werte der Modellsimulationen aus MM5 größer als 16.61 m/s verteilen sich auf 8 bzw. 5 Tage, so dass eine Untersuchung des Zusammenhanges von windstarken Tagen und hohen Ertragswerten nicht sinnvoll ist.

6 Vergleich von Windgeschwindigkeiten aus COSMO-CLM und MM5

Im letzten Kapitel wurde gezeigt, dass die aufbereiteten Produktionsdaten des Windparks Beeskow (Abschnitt 4.3) durch Tagesenergieerträge auf Basis von simulierten Windgeschwindigkeiten aus MM5 im mittleren Ertrag (mean) um 14.6% und in der mittleren absoluten Abweichung der Erträge vom Mittelwert (mad) um 19% überschätzt werden.

Folgendes Kapitel beschäftigt sich mit dem Vergleich von simulierten Windgeschwindigkeiten aus den regionalen Atmosphärenmodellen MM5 3.7 und COSMO-CLM_3. Beide Modelle wurden in Kapitel 2 näher beschrieben und vorgestellt. Der Vergleich der Windgeschwindigkeiten beider Modelle ist notwendig, um eine Aussage über die Ertragshöhe des Windparks Beeskow in der Zukunft treffen zu können. Bereits in Abschnitt 1.2 wurde auf die Problematik der Datenverfügbarkeit hingewiesen. Die simulierten Windgeschwindigkeiten aus MM5, welche in Kapitel 5 für den Zeitraum 23.04.2005-28.02.2007 mit Beobachtungsdaten in Form von Messungen am Mast in Lindenberg und Tagesertragsdaten verglichen wurden, stammen aus einem Hindcastlauf. Dieser wurde mit NCEP I Reanalysedaten (Kalnay u. a., 1996) angetrieben und spiegelt somit den Zustand der Atmosphäre aufgrund der Assimilierung von Beobachtungsdaten relativ realistisch wider. Simulierte Windgeschwindigkeiten für den Zeitraum 2016-2025 liegen hingegen als Ergebnis der Szenarienrechnungen mit dem COSMO-CLM_3 vor (Abschnitt 1.3). Die Ergebnisse von Szenarienrechnungen geben die statistischen Eigenschaften von Klimavariablen wieder und sind im Gegensatz zum Hindcast keine datumsbezogenen Abbildungen. Um eine Aussage über die Veränderungen des Energieertrages im Zeitraum 2016-2025 im Gegensatz zur Gegenwart treffen zu können, sind also folgende Schritte, stets bezogen auf die simulierten Windgeschwindigkeiten, notwendig:

- Bewertung der Modelle mittels Beobachtungsdaten: Die Validierung der simulierten Windgeschwindigkeiten aus MM5 und COSMO-CLM erfolgt über den Vergleich der Hindcastläufe mit Messungen in dem Zeitraum 01.01.1991-01.10.1997 an den Stationen Hamburg-Billwerder, Karlsruhe und Jülich. Es wird gezeigt, dass an diesen Messpunkten MM5 die Messungen mit leichter Überschätzung genauer abbildet. Die dabei auftretende Überschätzung der MM5 Daten durch die Windgeschwindigkeiten aus COSMO-CLM wird an 10 weiteren Standorten mit sich unterscheidender Modellorografie als systematisch

bestätigt. Windgeschwindigkeiten aus MM5 dienen daher später als Referenz bei der Korrektur der Simulationen mit COSMO-CLM.

- Differenzbetrachtung der Simulationen mit COSMO-CLM in der Gegenwart: Für das Gegenwarts-klima wurden zwei Simulationen durchgeführt; zum einen ein Hindcastlauf angetrieben mit NCEP I Reanalysen und zum anderen mit Modelldaten des Globalmodells ECHAM5 (Abschnitt 2.2.1). Der Vergleich dieser Simulationen gibt Aufschluss darüber, wie sensibel COSMO-CLM von Anfangs- und Randbedingungen abhängt. Die Gegenüberstellung von Hindcastlauf und Kontrolllauf zeigt, dass die Differenz gering ist. Es wird daher angenommen, dass die Szenarienrechnungen für die Zukunft, ebenfalls angetrieben durch ECHAM5, unter den Annahmen hinsichtlich der CO₂-Konzentrationen (Abschnitt 1.3) eine mögliche Entwicklung des Klimas beschreiben. Dabei sind die Simulationsergebnisse aus COSMO-CLM ausgehend von den Ergebnissen aus MM5 korrigierbar.
- Vergleich des Gegenwarts-klimas mit Zukunftsszenarien: Die Veränderung der Windgeschwindigkeiten in der Zukunft wird durch den direkten Vergleich der Simulationen für das Gegenwarts-klima und die Zukunft jeweils angetrieben mit dem Globalmodell ECHAM5 ermittelt. Es werden dabei korrigierte Windgeschwindigkeiten aus COSMO-CLM verwendet. Die Korrektur leitet sich aus dem Vergleich der Hindcastläufe von MM5 und COSMO-CLM für den Standort Beeskow ab. Da MM5 im Hindcastlauf gemessene Stationsdaten genauer abbildet und für verschiedene Standpunkte eine systematische Überschätzung der Windgeschwindigkeiten aus MM5 durch COSMO-CLM festgestellt wurde, dienen die Simulationsergebnisse aus MM5 als Referenz. Die Korrektur kann auf die Szenarienrechnungen mit COSMO-CLM angewendet werden, weil die Abweichung der Realisationen des Gegenwarts-klimas mit COSMO-CLM gering ist.

6.1 Validierung durch Messdaten

Um einen Eindruck zu bekommen, wie verlässlich MM5 und COSMO-CLM Windmessungen abbilden, werden zunächst die Windgeschwindigkeiten beider Modelle den vorhandenen Messdaten gegenüber gestellt. Es handelt sich dabei um Messungen der Masten in Hamburg-Billwerder, Jülich und Karlsruhe. Eine Beschreibung der Standorte findet sich in den Abschnitten 2.1.1, 2.1.3 und 2.1.4. Tabelle 2.1 gibt Aufschluss über genaue Koordinaten, Höhen über Grund und Zeiträume. Die Messdaten wurden vor Anwendung, wie in Abschnitt 2.3.1 beschrieben, korrigiert und aufbereitet. Das Ergebnis der Aufbereitung sind Datensätze mit einheitlicher zeitlicher Auflösung von einer Stunde, welche als Instantanwerte interpretiert werden. Diese Zeitaufklärung wurde gewählt im Hinblick auf den später angestrebten Vergleich der Daten mit

Modellergebnissen aus COSMO-CLM, dessen Ausgabe als instantane Stundenwerte vorliegt.

Die simulierten Windgeschwindigkeiten aus MM5 und COSMO-CLM wurden wie in Abschnitt 2.3.3 und 2.3.4 erläutert auf die Koordinaten der Messstationen und entsprechende Höhen interpoliert.

Es bezeichne im Folgenden \vec{v}_{obs} die Messungen an den Masten der jeweiligen Standorte, \vec{v}_{MM5} die simulierten Windgeschwindigkeiten im Hindcast aus MM5 und \vec{v}_{CCLM} die simulierten Windgeschwindigkeiten im Hindcast aus COSMO-CLM.

6.1.1 Station Hamburg-Billwerder

Der Vergleich von \vec{v}_{MM5} mit beobachteten Windgeschwindigkeiten \vec{v}_{obs} am Standort Hamburg-Billwerder zeigt für den Zeitraum 23.03.1991-30.09.1997, dass die Modellergebnisse die Beobachtungen im Mittel um ca. 3% überschätzen (Tab. 6.1). Die Quantile $Q_{.02}$ und $Q_{.98}$ geben die Werte an, unterhalb welcher 2% bzw. 98% der Fälle der zu bewertenden Daten liegen. Die gemessenen Minimalwerte in Form des Quantils $Q_{.02}$ werden durch \vec{v}_{MM5} um ca. 9% unterschätzt, während die Maximalwerte in Form des Quantils $Q_{.98}$ nur minimal um 0.08% überschätzt werden. Der ähnliche Interquartilsabstand, welcher durch den Faktor f_{iqr} beschrieben wird (Abschnitt 3.4) und die identische mittlere absolute Abweichung von \vec{v}_{MM5} und \vec{v}_{obs} , lassen auf eine ähnliche Verteilung der Datensätze schließen. Insgesamt ist mit einem Korrelationsfaktor von 0.69 ein relativ starker linearer Zusammenhang zwischen \vec{v}_{MM5} und \vec{v}_{obs} gegeben.

Der Perzentilvergleich (Abb. 6.1 a)) zeigt deutlich die gute Übereinstimmung der beiden Datensätze \vec{v}_{MM5} und \vec{v}_{obs} . Die Unterschätzung der hohen beobachteten Werte umfasst weniger als 2% der auftretenden Fälle, wie der Wert des Quantils $Q_{.98}$ für Beobachtungen und MM5 Werte aussagt. Die zufriedenstellende Übereinstimmung von \vec{v}_{MM5} und \vec{v}_{obs} innerhalb des Bereichs von ca. 3.14 m/s - ca. 16.61 m/s spielt hinsichtlich der Ertragsberechnung aus Windgeschwindigkeiten eine große Rolle. Abbildung 6.1 b) zeigt die Verschiebung der Häufigkeitsverteilung von \vec{v}_{MM5} gegenüber \vec{v}_{obs} zu höheren Werten. Dennoch sind die Häufigkeitsverteilungen von \vec{v}_{MM5} und \vec{v}_{obs} ähnlich, worauf die Parameter f_{iqr} und mad bereits hinwiesen.

Die Gegenüberstellung von \vec{v}_{obs} und simulierten Windgeschwindigkeiten aus COSMO-CLM \vec{v}_{CCLM} fällt weniger zufriedenstellend aus. Im Mittel werden die Beobachtungsdaten durch \vec{v}_{CCLM} um mehr als 1 m/s, was ca. 18% ausmacht, überschätzt. Die Minimalwerte der beobachteten Stundenwerte in Form von $Q_{.02}$ werden durch \vec{v}_{CCLM} um 3% unterschätzt. Die Maximalwerte ($Q_{.98}$) werden durch das Modell hingegen um 14% überschätzt. Die ähnlich großen Interquartilsabstände f_{iqr} von \vec{v}_{obs} und \vec{v}_{CCLM} bedeuten, dass die mittleren 50% der Daten etwa gleichverteilt sind. Die deutlich größere mittlere Abweichung der Modelldaten von ihrem Mittelwert im Vergleich zu \vec{v}_{obs} bestätigt die Unterschätzung der gemessenen Minimalwerte und die Überschätzung der gemessenen Maximalwerte. Insgesamt ist mit einem Korrelationsfaktor von 0.47 zwischen \vec{v}_{obs} und \vec{v}_{CCLM} kein starker linearer Zusammenhang

gegeben. Der Perzentilvergleich (Abb. 6.1 a)) verdeutlicht die große Abweichung der Modelldaten von den Beobachtungen. Insbesondere in dem für die Ertragsbildung relevanten Bereich wird daher mit großen Differenzen im Bezug auf die abgeleiteten Erträgen gerechnet. Die Häufigkeitsverteilung von \vec{v}_{CCLM} (Abb. 6.1 b)) ist gegenüber \vec{v}_{obs} zu einem höheren Mittelwert verschoben und bestätigt die höhere Variabilität der Werte im Zeitverlauf.

Tabelle 6.1: Statistische Parameter für Windgeschwindigkeiten in m/s: instantane Stundenwerte gemessen (\vec{v}_{obs}) in Hamburg-Billwerder und simuliert mit MM5 3.7 (\vec{v}_{MM5}) und COSMO-CLM_3 (\vec{v}_{CCLM}), Zeitraum: 23.03.1995-30.09.1997, Höhe 110 m ü.G.

Parameter	\vec{v}_{obs}	\vec{v}_{MM5}	\vec{v}_{CCLM}
#Werte	20883	20883	20883
$mean(\vec{v})$ in m/s	5.9	6.09	6.98
$mad(\vec{v})$ in m/s	2.22	2.20	2.61
$Q_{.02}$ in m/s	1.32	1.2	1.28
$Q_{.98}$ in m/s	12.65	12.66	14.46
$fiqr(\vec{v})$	1.98	1.88	1.95
$\rho(, \vec{v}_{obs})$		0.69	0.47

Für den Standort Hamburg-Billwerder zeigen beide Modellvergleiche eine Überschätzung im Mittelwert und der mittleren absoluten Abweichung der Windgeschwindigkeiten vom Mittelwert. In beiden Fällen werden beobachtete Minima unterschätzt und Maxima überschätzt. In beiden Modellen wird die Landnutzung des Standortes Hamburg als städtisch klassifiziert (Tab. 2.2), was der realen Standortnutzung entspricht (Abschnitt 2.1.1). MM5 bildet die Realität in diesem Zeitraum wegen geringerer Abweichungen von \vec{v}_{obs} dennoch besser ab.

6.1.2 Station Jülich

Die Gegenüberstellung der Beobachtungen \vec{v}_{obs} mit den Ergebnissen der Hindcasts aus MM5 3.7 \vec{v}_{MM5} und COSMO-CLM_3 \vec{v}_{CCLM} zeigt für den Zeitraum 01.01.1995-01.10.1997 eindeutig eine Überschätzung der mittleren beobachteten Windgeschwindigkeit um ca. 22% durch MM5 und um ca. 35% durch COSMO-CLM. Im Gegensatz zum Standort Hamburg-Billwerder werden geringere Windgeschwindigkeiten bzw. das Quantil $Q_{.02}$ am Standort Jülich durch die Modelle leicht überschätzt, während hohe Windgeschwindigkeiten durch MM5 um ca. 20% und CCLM um ca. 29% stark überschätzt werden. Dies spiegelt sich in der größeren mittleren absoluten Abweichung (mad) der Modelldaten von ihrem Mittelwert im Gegensatz zu $mad(\vec{v}_{obs})$ wieder.

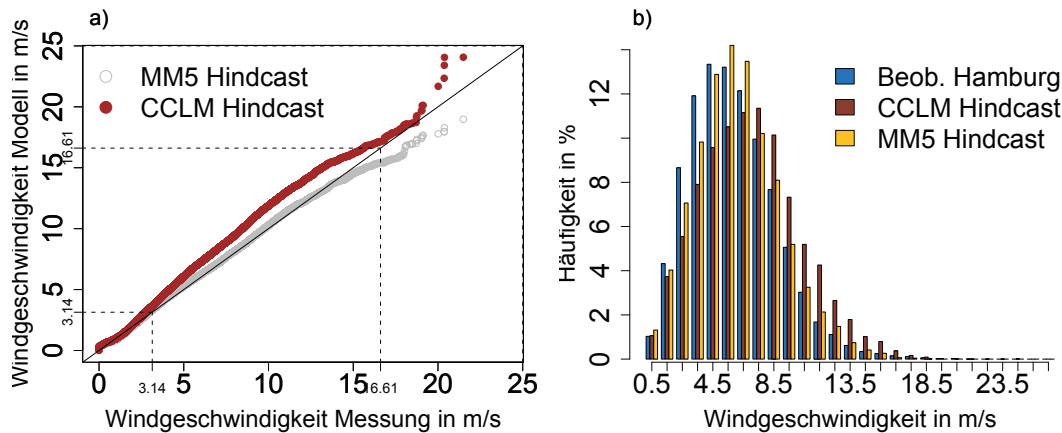


Abbildung 6.1: a) Perzentilvergleich Windgeschwindigkeit in m/s für Beobachtungen am Mast in Hamburg-Billwerder (x-Werte) und Hindcast aus CCLM und MM5 (y-Werte), b) Häufigkeitsverteilungen der Windgeschwindigkeiten (gemessen am Mast in Hamburg-Billwerder, Hindcast MM5 und COSMO-CLM) in Klassen von 1 m/s, Zeitraum: 23.03.1995-01.10.1997, Höhe 110 m ü.G., Stundenwerte instantan

In der mittleren absoluten Abweichung der Werte vom Mittelwert werden die Beobachtungen durch MM5 um 16% und durch COSMO-CLM um 29% überschätzt. Mit einem Korrelationsfaktor von 0.74 ist dennoch ein starker linearer Zusammenhang zwischen \vec{v}_{obs} und \vec{v}_{MM5} gegeben. Die simulierten Windgeschwindigkeiten aus COSMO-CLM sind hingegen mit einem Korrelationsfaktor von 0.57 mit den Beobachtungen wesentlich schwächer korreliert. Der Perzentilvergleich (Abb. 6.2 a)) veranschaulicht die starke Überschätzung der Beobachtungen durch die Modelldaten. Aufgrund dessen wird bei einer Ertragsberechnung aus Modellergebnissen der Windgeschwindigkeit ebenfalls mit zu hohen Erträgen gerechnet. Abbildung 6.2 b) zeigt die Verschiebung der Häufigkeitsverteilungen der modellierten Windgeschwindigkeiten hin zu höheren Geschwindigkeiten gegenüber \vec{v}_{obs} . Das Variieren der Windgeschwindigkeit über die Zeit wird durch die Modelle höher eingeschätzt als die Messungen vermitteln.

Beide Modelle MM5 und COSMO-CLM überschätzen eindeutig die Beobachtungen am Standort Jülich im Mittel und der mittleren absoluten Abweichung der Werte vom Mittelwert. In COSMO-CLM wird die Landnutzung des Standortes Jülich als bewaldet bzw. städtisch begrünt und in MM5 als agrarwirtschaftlich klassifiziert (Tab. 2.2). Die großen Abweichungen zwischen Modellergebnissen und Messungen können Folge des Waldes sein, welcher den Messmasten in Jülich umgibt. Generell sind Klimagrößen für Gebiete mit komplexer Orografie durch Modelle schwerer zu simulieren. Änderungen u.a. in der Modellrauhigkeit könnten das Ergebnis verbessern.

Durch MM5 wird die zeitliche Änderung der Windgeschwindigkeiten über den Zeit-

Tabelle 6.2: Statistische Parameter für Windgeschwindigkeiten in m/s: instantane Stundenwerte gemessen (\vec{v}_{obs}) in Jülich und simuliert mit MM5 3.7 (\vec{v}_{MM5}) und COSMO-CLM_3 (\vec{v}_{CCLM}), Zeitraum: 01.01.1995-01.10.1997, Höhe 100 m ü.G.

Parameter	\vec{v}_{obs}	\vec{v}_{MM5}	\vec{v}_{CCLM}
#Werte	23553	23553	23553
$mean(\vec{v})$ in m/s	5.16	6.29	6.97
$mad(\vec{v})$ in m/s	2.31	2.69	2.97
$Q_{.02}$ in m/s	0.7	0.98	1.0
$Q_{.98}$ in m/s	12.10	14.55	15.44
$f_{iqr}(\vec{v})$	2.36	2.23	2.25
$\rho(\vec{v}_{obs})$		0.74	0.57

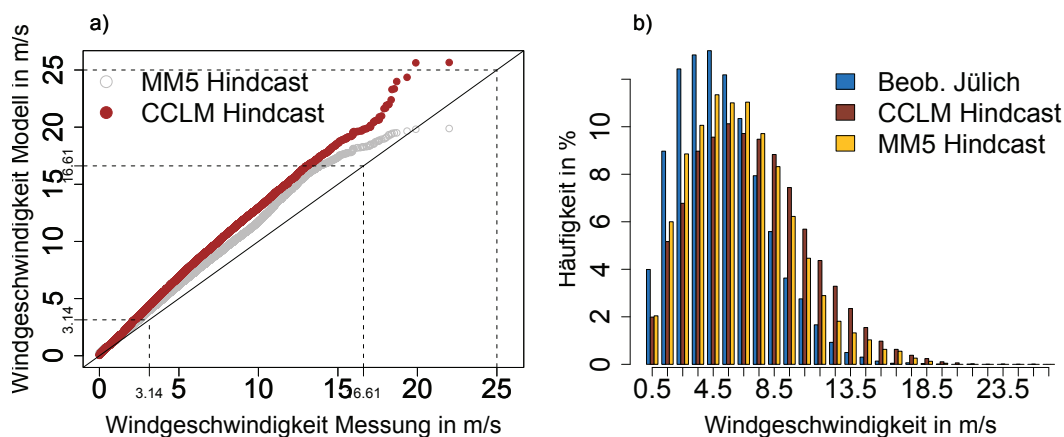


Abbildung 6.2: a) Perzentilvergleich Windgeschwindigkeit in m/s für Beobachtungen am Mast in Jülich (x-Werte) und Hindcast aus CCLM und MM5 (y-Werte), b) Häufigkeitsverteilungen der Windgeschwindigkeiten (gemessen am Mast in Jülich, Hindcast MM5 und COSMO-CLM) in Klassen von 1 m/s, Zeitraum: 01.01.1995-30.09.1997, Höhe 100 m ü.G., Stundenwerte instantan

raum gut wiedergegeben. Alle Datensätzen aus Beobachtungen und Modellen erzeugen ähnliche Häufigkeitsverteilungen mit leichter Verschiebung der Modelldaten hin zu höheren Werten. Die Messungen am Standort Jülich werden in dem Zeitraum 01.01.1995-30.09.1997 mit MM5 im Vergleich zu COSMO-CLM besser abgebildet.

6.1.3 Station Karlsruhe

Der Vergleich der beobachteten Windgeschwindigkeiten \vec{v}_{obs} am Mast des KIT in Karlsruhe mit den Simulationsergebnissen aus MM5 \vec{v}_{MM5} und COSMO-CLM \vec{v}_{CCLM} zeigt, dass die Messungen \vec{v}_{obs} durch die Simulationsergebnisse im Zeitraum 01.01.1991 - 01.10.1997 im Mittel überschätzt werden. Die Messdaten werden durch \vec{v}_{MM5} um ca. 7% und durch \vec{v}_{CCLM} um ca. 19% überschätzt. Wie schon am Standort Hamburg-Billwerder festgestellt wurde, werden auch am Standort Karlsruhe beobachtete Minimalwerte ($Q_{.02}$) durch die Modellergebnisse unterschätzt und beobachtete Maximalwerte ($Q_{.98}$) überschätzt. Das spiegelt sich in einer um 15.6% höheren mittleren absoluten Abweichung der Windgeschwindigkeiten \vec{v}_{MM5} von ihrem Mittelwert im Vergleich zu \vec{v}_{obs} wieder. Die mittlere absolute Abweichung der Windgeschwindigkeiten \vec{v}_{CCLM} von ihrem Mittelwert ist um 31% größer als die der Windgeschwindigkeiten \vec{v}_{obs} . Insgesamt decken die Modellergebnisse auch für diesen Standort durch die höhere mittlere absolute Abweichung um den Mittelwert einen breiteren Wertebereich ab. Der zeitliche lineare Zusammenhang der Modellergebnisse \vec{v}_{MM5} bzw. \vec{v}_{CCLM} mit den Messwerten wird mit einem Korrelationsfaktor von 0.69 und 0.58 abgebildet.

Im Perzentilvergleich (Abb. 6.3 a)) ist deutlich die stärkere Überschätzung der Beobachtungen durch \vec{v}_{CCLM} im Gegensatz zu \vec{v}_{MM5} zu erkennen. Beide Modellergebnisse \vec{v}_{MM5} bzw. \vec{v}_{CCLM} besitzen eine ähnliche Häufigkeitsverteilung und sind im Vergleich zu der Häufigkeitsverteilung von \vec{v}_{obs} zu höheren Werten verschoben (Abb. 6.3 b)).

Tabelle 6.3: Statistische Parameter für Windgeschwindigkeiten in m/s: instantane Stundenwerte gemessen (\vec{v}_{obs}) in Karlsruhe und simuliert mit MM5 3.7 (\vec{v}_{MM5}) und COSMO-CLM_3 (\vec{v}_{CCLM}), Zeitraum: 01.01.1991-01.10.1997, Höhe 100 m ü.G.

Parameter	\vec{v}_{obs}	\vec{v}_{MM5}	\vec{v}_{CCLM}
#Werte	57927	57927	57927
$mean(\vec{v})$ in m/s	5.03	5.39	6.01
$mad(\vec{v})$ in m/s	2.05	2.37	2.69
$Q_{.02}$ in m/s	0.9	0.84	0.75
$Q_{.98}$ in m/s	11.7	12.74	14.09
$figr(\vec{v})$	2.10	2.33	2.35
$\rho(\vec{v}_{obs})$		0.69	0.58

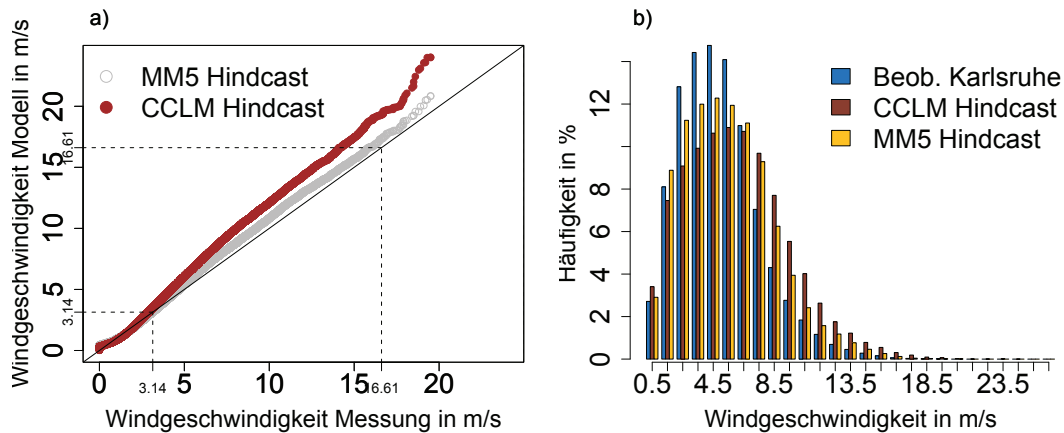


Abbildung 6.3: a) Perzentilvergleich Windgeschwindigkeit in m/s für Beobachtungen am Mast in Karlsruhe (x-Werte) und Hindcast aus CCLM und MM5 (y-Werte), b) Häufigkeitsverteilungen der Windgeschwindigkeiten (gemessen am Mast in Jülich, Hindcast MM5 und COSMO-CLM) in Klassen von 1 m/s, Zeitraum: 01.01.1991-30.09.1997, Höhe 100 m ü.G., Stundenwerte instantan

Auch an diesem Standort werden die Messungen durch die simulierten Windgeschwindigkeiten sowohl im Mittel als auch in der mittleren absoluten Abweichung der Ergebnisse vom Mittelwert überschätzt. Ergebnisse aus MM5 weichen dabei geringfügiger von den Messungen ab. Zudem erfassen sie die zeitlichen Änderungen besser als die Modellergebnisse aus COSMO-CLM und bilden somit die Beobachtungen besser ab. Die Klassifizierung der Landnutzung des Standortes erfolgte in COSMO-CLM als städtisch, industriell, während in MM5 die Vegetation als Laub-/Nadel- bzw. Mischwald angenommen wurde (Tab. 2.2).

Anhand der Gegenüberstellungen von simulierten Windgeschwindigkeiten aus MM5 und COSMO-CLM mit Messungen an den Masten der Standorte Hamburg-Billwerder, Jülich und Karlsruhe wird eine systematische Überschätzung der Beobachtungen angenommen. Im nächsten Abschnitt wird untersucht, ob die stärkere Überschätzung der Messungen durch Modellergebnisse aus COSMO-CLM im Vergleich zu Ergebnissen aus MM5 ebenfalls einer Systematik unterliegt.

6.2 Modellvergleich von COSMO-CLM und MM5

Voranehend wurde für drei Standorte in Deutschland gezeigt, dass modellierte Windgeschwindigkeiten aus den Modellen MM5 3.7 und COSMO-CLM_3 die Messungen an den Masten in 100 m Höhe über Grund eindeutig als zu hoch einschätzen. Dabei zeichnete sich ein Unterschied in der Stärke der Überschätzung ab. Während mit den

Windgeschwindigkeiten aus Simulationen mit MM5 die Messungen relativ gut abgebildet wurden, wurden die beobachteten Windgeschwindigkeiten durch Simulationen mit COSMO-CLM stark überschätzt. Im folgenden Abschnitt wird gezeigt, dass dieses Verhältnis zwischen den Modellergebnissen aus MM5 und COSMO-CLM einer Systematik unterliegt. Als Folge aus dieser Erkenntnis dienen die Simulationsergebnisse aus MM5 für weitere Untersuchungen als Basis zur Korrektur der Modellergebnisse aus COSMO-CLM. Als Grund der unterschiedlichen Ergebnisse der Modelle wird hier auf die Vielzahl von verschiedenen Parametrisierungs- und Einstellungsmöglichkeiten innerhalb der Modelle sowie auf die Verwendung von unterschiedlichen externen Datenfeldern zur Beschreibung der Landnutzung etc. verwiesen (Bsp. Tab. 2.2).

In einem weiteren Schritt soll festgestellt werden, wie stark Simulationsergebnisse mit COSMO-CLM von Anfangs- und Randbedingungen abhängen. Dazu werden Hindcast und Kontrolllauf (Abschnitt 1.3 und 2.2.1) einander gegenübergestellt.

Die Analyse der modellierten Windgeschwindigkeiten aus COSMO-CLM und MM5 erfolgt an 10 weiteren Modellpunkten (Abb. 6.4) mit stark variierender Modellorographie und -rauigkeit in dem Zeitraum 01.01.1991-01.01.1997.

Abb. 6.5 veranschaulicht die modellierten Windgeschwindigkeiten aus MM5 und COSMO-CLM_3 für die nun insgesamt 13 Stationen. Unter den betrachteten Modellpunkten befindet sich ebenfalls der Windpark Beeskow. Für die drei bereits untersuchten Standorte Hamburg-Billwerder, Jülich und Karlsruhe wurden die Messdaten hinzugefügt. Da der Bereich von 3.14-16.61 m/s bei der Ableitung von Erträgen aus Windgeschwindigkeiten eine gesonderte Rolle spielt (Abschnitt 3.2), wurden die Zeitreihen der Modelle und gegebenenfalls Beobachtungen auf diesen Bereich eingeschränkt. Dargestellt sind Mittelwerte und absolute Abweichungen der Werte um den Mittelwert innerhalb des eingeschränkten Bereichs, sowie die Mittelwerte, Maxima und Minima der jeweiligen Gesamtdatensätze. Auch die Einschränkung der Windexwindigkeiten auf den Bereich von 3.14-16.61 m/s verändert nicht das Ergebnis der Vergleiche der Beobachtungen an den Masten in Hamburg-Billwerder, Karlsruhe und Jülich mit den Simulationsergebnissen der Hindcastläufe aus MM5 und COSMO-CLM. Die Überschätzung der Messungen im Mittel ist deutlich zu erkennen (Abb. 6.5). Die stärkere Überschätzung erfolgt durch die Modellergebnisse aus COSMO-CLM. Dies impliziert somit ebenfalls eine Überschätzung der simulierten Windgeschwindigkeiten aus MM5 durch Simulationsergebnisse mit COSMO-CLM. An allen anderen Stationen wird dieses Verhältnis bestätigt.

Der Vergleich des Hindcast- und Kontrolllaufes aus COSMO-CLM zeigt an jedem Stationspunkt eine geringe Abweichung im Mittel mit Tendenz zur Unterschätzung des Hindcast durch die Windgeschwindigkeiten aus dem Kontrolllauf. Für den Standort Beeskow sind die statistischen Parameter für den Vergleich der Simulationsergebnisse aus Hindcast von MM5 \vec{v}_{MM5HC} und COSMO-CLM \vec{v}_{CCLMHC} und dem Kontrolllauf aus COSMO-CLM \vec{v}_{CCLMC} in Tab. 6.4 zusammengefasst. Sie zeigen wie gering die Abweichungen zwischen den simulierten Windgeschwindigkeiten \vec{v}_{CCLMHC} und \vec{v}_{CCLMC} im Bezug auf Mittelwert, mittlerer absoluter Abweichung der Werte vom Mit-

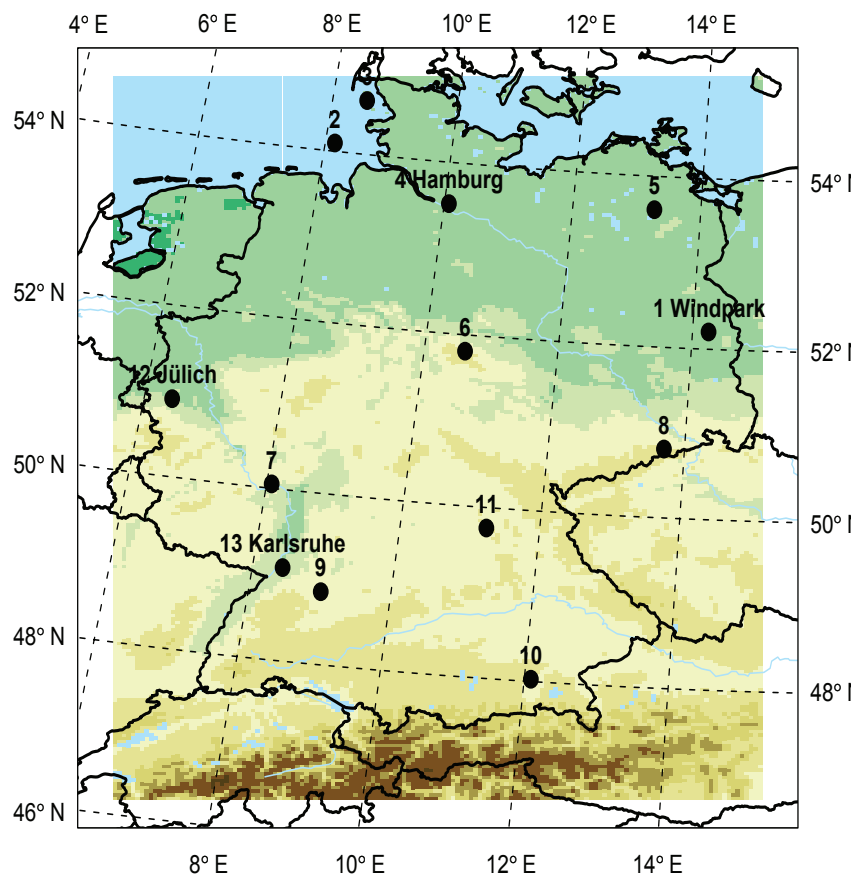


Abbildung 6.4: Modell- und Stationspunkte für den Vergleich der Windgeschwindigkeiten in m/s als instantane Stundenwerte: Beobachtungen, COSMO-CLM/MM5 Hindcast und COSMO-CLM Kontrolllauf, Zeitraum: 01.01.1991-01.10.1997, Höhe: 100 m ü.G. (Bem.: Zeitraum Hamburg/Karlsruhe: 1995-1997, Höhe Hamburg: 110 m)

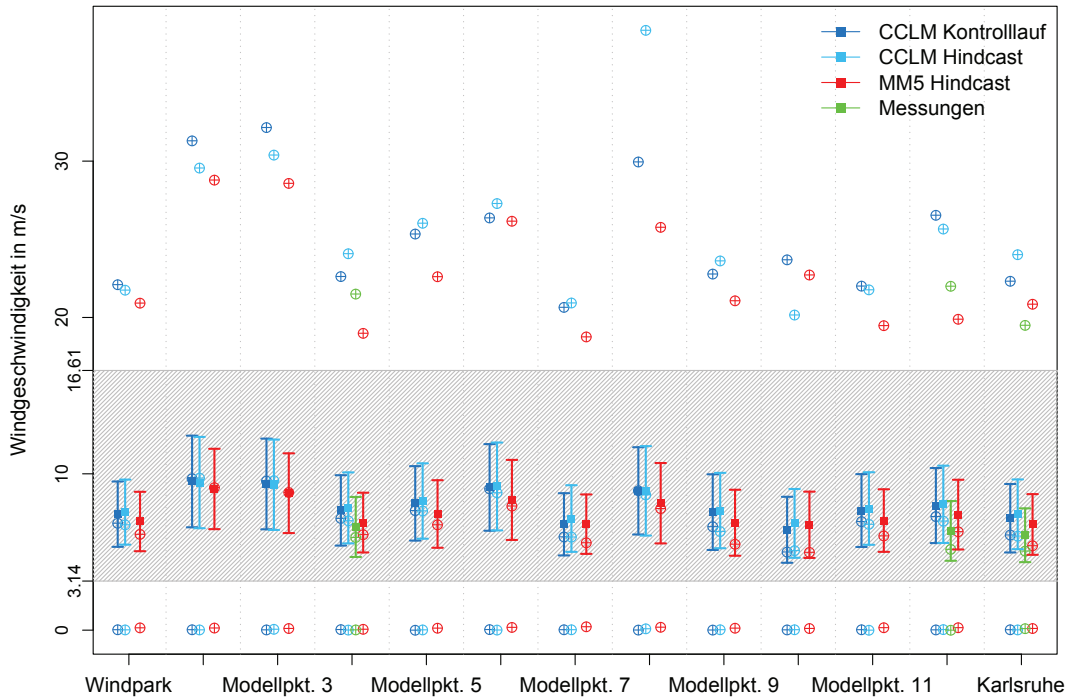


Abbildung 6.5: Instantane Stundenwerte aus Simulationsergebnissen für die Windgeschwindigkeit in m/s aus COSMO-CLM₃ Kontrolllauf und Hindcast sowie aus MM5 3.7 Hindcast und aus Messdaten an den Masten in Hamburg-Billwerder (Modellpunkt 4), Jülich (Modellpunkt 12) und Karlsruhe (Modellpunkt 13); Minima, Maxima, Mittelwerte der Gesamtdatensätze; Mittelwerte und absolute mittlere Abweichungen für Datensätze eingeschränkt auf den Bereich von 3.14-16.61 m/s; Zeitraum: 01.01.1991-01.10.1997 oder soweit vorhanden (Tabelle 2.1), Höhe: 100 m ü.G. (Hamburg: 110 m ü.G.)

telwert, Minimal- und Maximalwerten und Interquartilsabständen sind. Wie geringfügig sich diese Abweichungen in den Ertragsberechnungen niederschlagen, verdeutlicht Tabelle 6.5. Die Differenz zwischen den Simulationsergebnissen aus COSMO-CLM liegt für die mittlere Windgeschwindigkeit bei 1.6%. Sie macht sich mit 3.6% nur geringfügig in der Ertragsberechnung bemerkbar. Gleiches ist sowohl im Bezug auf die mittlere Abweichung der Werte vom Mittel als auch für Minimal- und Maximalwerte feststellbar. Weit aus auffälliger hingegen sind die Diskrepanzen der Modelle zueinander. Im Mittel weichen Windgeschwindigkeiten aus COSMO-CLM um 9% von den Simulationsergebnissen mit MM5 ab, was sich mit einer Überschätzung um ca. 23% in der Ertragsberechnung niederschlägt. Ähnlich groß sind die Unterschiede bezogen auf die absolute mittlere Abweichung der Ertragsgrößen vom Mittelwert, Minimal- und Maximalwerte.

Tabelle 6.4: Statistische Parameter: Vergleich der Windgeschwindigkeiten in m/s aus den Simulationsergebnissen der Hindcasts aus MM5 (\vec{v}_{MM5HC}) und COSMO-CLM (\vec{v}_{CCLMHC}) und dem Kontrolllauf (\vec{v}_{CCLMC}) aus COSMO-CLM; Standort: Windpark Beeskow, Zeitraum: 01.01.1991-01.10.1997, Höhe 100 m ü.G.

Parameter	\vec{v}_{MM5HC}	\vec{v}_{CCLMHC}	\vec{v}_{CCLMC}
#Werte	58416	58416	58416
$mean(\vec{v})$ in m/s	6.16	6.72	6.83
$mad(\vec{v})$ in m/s	2.26	2.44	2.44
$Q_{.02}$ in m/s	1.21	1.31	1.34
$Q_{.98}$ in m/s	13.1	13.74	13.82
$f_{iqr}(\vec{v})$	1.91	1.92	1.9
$\rho(\vec{v}_{MM5})$		0.58	

Für die Weiterführung dieser Arbeit, insbesondere mit Blick auf die Bewertung der Ertragsänderung in der Zukunft auf Basis von Simulationen mit COSMO-CLM, ist es demnach notwendig die Modellergebnisse aus COSMO-CLM zu korrigieren. Dies geschieht auf Basis der Simulationsergebnisse aus MM5 und wird im folgenden Abschnitt erläutert.

6.3 Korrektur der Windgeschwindigkeit aus COSMO-CLM

Im Folgenden soll ein Korrektur angewendet werden, welches die Statistiken der Hindcastläufe aus MM5 und COSMO-CLM für den Standort Beeskow ineinander überführt. Die Korrektur der Modellergebnisse aus COSMO-CLM auf Basis der Modellergebnisse aus MM5 ist diesem Fall zulässig, da im vorangegangenen Abschnitt gezeigt wurde, dass:

Tabelle 6.5: Statistische Parameter: Vergleich von Ertragsdatensätzen abgeleitet aus Windgeschwindigkeiten in m/s aus den Simulationsergebnissen der Hindcasts aus MM5 (\vec{y}_{MM5HC}) und COSMO-CLM \vec{y}_{CCLMHC} und dem Kontrolllauf (\vec{y}_{CCLMC}) aus COSMO-CLM; Zeitraum: 01.01.1991-01.10.1997, Höhe 100 m ü.G.

Parameter	\vec{y}_{MM5HC}	\vec{y}_{CCLMHC}	\vec{y}_{CCLMC}
#Werte	2434	2434	2434
$mean(\vec{y})$ in kWh/Tag	11319	13911	14425
$mad(\vec{y})$ in kWh/Tag	8594	9807	9645
$Q_{.02}$ in kWh/Tag	149	190	200
$Q_{.98}$ in kWh/Tag	42254	43764	43920
$fiqr(\vec{y})$	5.06	5.12	4.45
$\rho(\vec{y}_{MM5})$		0.69	

- die Messungen an den drei untersuchten Modellpunkten für die untersuchten Zeiträume durch die Simulationsergebnisse aus MM5 besser abgebildet werden als durch die Simulationsergebnisse aus COSMO-CLM und dass
- die Überschätzung der Simulationsergebnisse aus MM5 durch die Ergebnisse aus COSMO-CLM systematisch ist.

Die geringen Abweichungen in den Statistiken für die Simulationsergebnisse aus dem COSMO-CLM Kontroll- und Hindcastlauf lassen die Übertragung der Korrektur auf die Ergebnisse aus dem Kontrolllauf zu. Es muss dennoch die Annahme getroffen werden, dass die Abweichungen zwischen \vec{v}_{MM5} und \vec{v}_{CCLM} , wie sie in dem Zeitraum 01.01.1991-01.10.1997 festgestellt wurden, in gleichem Maße für Simulationen der Windgeschwindigkeit in der Zukunft vorliegen würden. Unter dieser Voraussetzung können die Modellergebnisse aus COSMO-CLM auf Basis der Modellergebnisse aus MM5 korrigiert werden und die abgeleitete Transferfunktion auf die Szenarienrechnungen aus COSMO-CLM angewendet werden.

Ein häufig verwendetes Verfahren zur Korrektur von Daten anhand eines Referenzdatensatzes ist die lineare Regression. Dabei wird ein linearer Zusammenhang zwischen zwei oder mehreren Variablen erklärt. Folgend soll eine Transferfunktion die Datenpunkte v_{CCLM}^i auf die Datenpunkte v_{MM5}^i abbilden. Dabei wird die Methode der kleinsten Fehlerquadrate nach Carl Friedrich Gauss (1777-1855) angewendet, welche die Differenzen zwischen den Zielpunkten v_{MM5}^i und berechneten Punkten

$$\hat{v}_{CCLM}^i = f(v_{CCLM}^i) = a + b \cdot v_{CCLM}^i \quad (6.1)$$

minimiert. a wird als Achsenabschnitt (auf der Ordinate) und b als Regressionskoeffizient bezeichnet (Glg. 6.2) (Sachs u. Hedderich, 2006).

$$\begin{aligned} a &= \bar{v}_{MM5} - b \cdot \bar{v}_{CCLM}, \\ b &= \frac{\sum_{i=1}^n (v_{CCLM}^i - \bar{v}_{CCLM})(v_{MM5}^i - \bar{v}_{MM5})}{\sum_{i=1}^n (v_{CCLM}^i - \bar{v}_{CCLM})^2} \end{aligned} \quad (6.2)$$

Die Berechnung von b mit den Modellergebnissen aus den Hindcastläufen \vec{v}_{CCLM} und \vec{v}_{MM5} für den Zeitraum 01.01.1991-01.10.1997 mit Glg. 6.2 ergibt $b=0.55$. Unter Verwendung dieses Faktors $b \ll 1$ wird aber die Variabilität der Werte aus \vec{v}_{CCLM} und \vec{v}_{MM5} durch den nach Glg. 6.1 berechneten und korrigierten Datensatz \hat{v}_{CCLM} zu stark unterschätzt. Die Anwendung der linearen Regression auf die zeitabhängigen Werte erzielt somit keine Lösung.

Im Hinblick auf die Anwendung der Transferfunktion auch auf Szenarienrechnungen ist aber der Ansatz möglich, die Korrektur der simulierten Windgeschwindigkeiten aus COSMO-CLM über die statistischen Eigenschaften durchzuführen. Dazu werden die Werte der Datensätze der Größe nach aufsteigend sortiert, so dass ein linearer Zusammenhang zwischen den Modelldaten über einen Perzentilvergleich gefunden werden kann. Die auf den Kontrolllauf aus COSMO-CLM angewendete Korrektur gleicht die mittlere absolute Abweichung der Windgeschwindigkeiten aus COSMO-CLM von ihrem Mittelwert und den Mittelwert selbst an die entsprechenden Größen der Simulation mit MM5 an. Die Häufigkeitsverteilungen ähneln sich somit in Form und Wertebereich. Das Ergebnis ist in den Abbildung 6.6 a) und b) dargestellt. Die Statistik des korrigierten Datensatzes, welcher durch Glg. 6.1 mit den Faktoren $b=0.93$ und $a=-0.23$ berechnet wird, ist mit den Werten $mean=6.16$ m/s, der mittleren absoluten Abweichung $mad=2.28$ m/s, $Q_{.02}=1.13$ m/s, $Q_{.98}=12.81$ m/s und einem Interquartilsabstand $fiqr=1.93$ eine gute Näherung an die simulierten Windgeschwindigkeiten aus MM5 (vgl. Tab. 6.4). Die Korrektur der Daten macht sich ebenfalls bei der Ableitung der Ertragsgrößen aus den Windgeschwindigkeiten bemerkbar. Die Abbildungen 6.7 a) und b) zeigen das Verhältnis der Ertragsgrößen, welche aus Simulationsergebnissen mit MM5 abgeleitet werden, zu den Erträgen aus den COSMO-CLM Simulationen vor und nach der Korrektur der Windgeschwindigkeiten. Mit den Größen $mean=11501$ kWh/Tag, $mad=8336$ kWh/Tag, $Q_{.02}=59$ kWh/Tag und $Q_{.98}=40283$ kWh/Tag ist der Ertragsdatensatz aus korrigierten COSMO-CLM Daten eine gute Näherung der Erträge auf Basis von Simulationen mit MM5 (vgl. Tab. 6.5).

Zusammenfassend wurde in diesem Kapitel für die Standorte Hamburg, Karlsruhe und Jülich gezeigt, dass die Simulation der Windgeschwindigkeiten, welche mit MM5 durchgeführt wurde, die Messungen an den Masten der Standorte im Zeitraum 01.01.1991-01.10.1997 besser abbildet als die Simulationsergebnisse mit COSMO-CLM. Anhand weiterer 10 Modellpunkte mit unterschiedlicher Modellorografie und -rauigkeit konnte eine Systematik im Bezug auf die Überschätzung der Modeller-

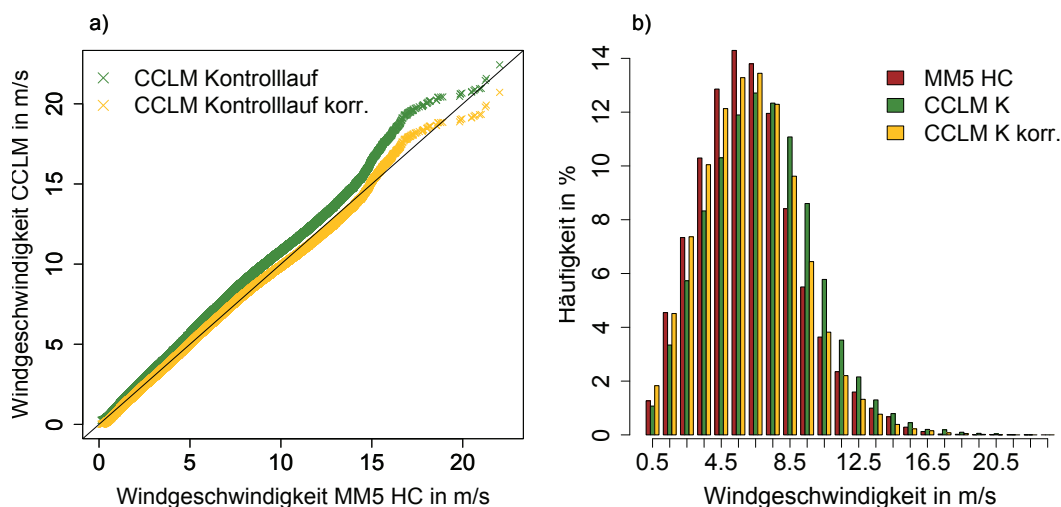


Abbildung 6.6: a) Perzentilvergleich der Windgeschwindigkeiten aus MM5 Hindcast in m/s (x-Werte) mit Windgeschwindigkeiten aus CCLM Kontrolllauf und Kontrolllauf korrigiert in m/s (y-Werte), b) Häufigkeitsverteilungen der Windgeschwindigkeiten aus MM5 Hindcast, CCLM Kontrolllauf und Kontrolllauf korrigiert in Klassen von 1 m/s; Zeitraum: 01.01.1991-01.10.1997, Standort Beeskow, Höhe 100 m ü.G.

gebnisse aus MM5 durch die Ergebnisse aus COSMO-CLM für denselben Zeitraum verdeutlicht werden. Die Windgeschwindigkeiten aus MM5 wurden daher als Basis für eine Korrektur der simulierten Windgeschwindigkeiten aus COSMO-CLM verwendet. Die Korrektur erfolgte aufgrund des geringen zeitbezogenen linearen Zusammenhanges der Datensätze aus den Hindcasts von MM5 und COSMO-CLM über die statistischen Kenngrößen der Simulationen. Die Anwendung der so gefundenen Korrekturfunktion auf die Szenarienrechnungen aus COSMO-CLM wird durch die Stabilität des COSMO-CLM bei Anfangs- und Randwertänderung gewährleistet. Die Abweichungen zwischen Kontrolllauf und Hindcast aus COSMO-CLM sind minimal und vernachlässigbar (Abschnitt 6.2).

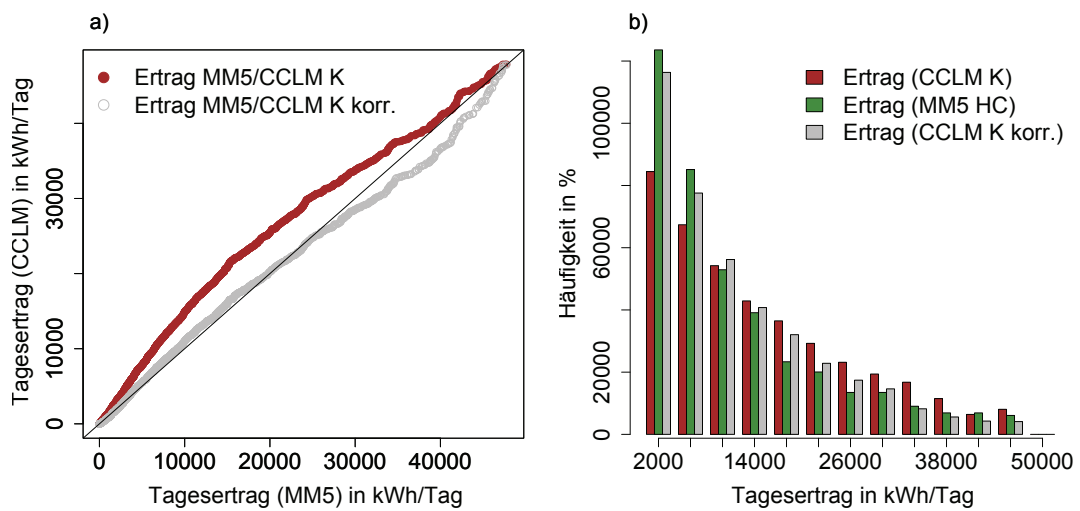


Abbildung 6.7: a) Perzentilvergleich der Tageserträge abgeleitet aus Windgeschwindigkeiten aus MM5 Hindcast in kWh/Tag (x-Werte) Tageserträgen abgeleitet aus Windgeschwindigkeiten aus CCLM Kontrolllauf und Kontrolllauf korrigiert in kWh/Tag (y-Werte), b) Häufigkeitsverteilungen der Tageserträge abgeleitet aus Windgeschwindigkeiten aus MM5 Hindcast, CCLM Kontrolllauf und Kontrolllauf korrigiert in Klassen von 4000 kWh/Tag; Zeitraum: 01.01.1991-01.10.1997, Standort Beeskow, Höhe 100 m ü.G.

7 Veränderung des Energieertrages in der Zukunft

In Kapitel 4 wurde erläutert, dass aufbereitete Produktionsdaten $\vec{y}_{WP}(M3)$ von WEA im Windpark Beeskow ein Indikator für gemessene Windgeschwindigkeiten in dieser Region sind. Desweiteren wurde $\vec{y}_{WP}(M3)$ zur Validierung von abgeleiteten Tagesertragsdaten $\vec{y}_{MM5}(1h)$ auf Basis von simulierten instantanen Stundenwerten der Windgeschwindigkeiten mit MM5 3.7 verwendet (Kapitel 5). Es wurde gezeigt, dass der Ertragsdatensatz $\vec{y}_{MM5}(1h)$ die Tageserträge $\vec{y}_{WP}(M3)$ aus dem Windpark Beeskow im Mittel um ca. 14.6% und bezüglich der absoluten mittleren Abweichung der Erträge vom Mittelwert um ca. 19% in dem Zeitraum 23.04.2005-28.02.2007 überschätzt. Im folgenden Kapitel werden Änderungen im mittleren Tagesertrag für den Windpark Beeskow unter der Annahme der Emissionsszenarien A1B und B1 (Abschnitt 1.3) untersucht. Die Basis bilden Simulationsergebnisse aus COSMO-CLM_3 (Abschnitt 1.3 und 2.2.1). Zur Berechnung der Änderung werden die Ergebnisse für die Zeitscheiben 01.01.2019-01.01.2025 und 01.01.1991-01.01.1997 gegenübergestellt. Es wird dazu angenommen, dass die Überschätzung von $\vec{y}_{WP}(M3)$ durch $\vec{y}_{MM5}(1h)$ für den Zeitraum 23.04.2005-28.02.1007 im Mittel auf die beiden anderen Zeitspannen übertragbar ist. Die Überschätzung gilt dann gleichermaßen für die Simulationsergebnisse aus COSMO-CLM, welche auf Basis von Simulationsergebnissen aus MM5 korrigiert und bezüglich der statistischen Eigenschaften angeglichen wurden (Kapitel 6). Ausgehend von den korrigierten Modellergebnissen aus COSMO-CLM können die Unterschiede in der Windgeschwindigkeit zwischen der Vergangenheit und Zukunft und die Auswirkung auf die abgeleiteten Tageserträge betrachtet werden. Unter der weiteren Annahme, dass sich der Aufbau des Parks, Ausfall- bzw. Verfügbarkeitsraten nicht ändern sowie keine Optimierung der WEA bezüglich der Leistungsabgabe oder eine Verschlechterung wegen Alterungsprozessen und Materialverschleiß auftritt, kann diese Änderung auf den mittleren beobachteten Tagesertrag im Windpark Beeskow übertragen werden.

Der erste Schritt zur Abschätzung der Änderung im mittleren Tagesenergieertrag besteht in dem Vergleich der korrigierten Simulationsergebnisse für die Windgeschwindigkeit aus COSMO-CLM_3. Die Ergebnisse des Kontrolllaufes \vec{v}_{CCLMC} für den Zeitraum 01.01.1991-01.01.1997 werden den Ergebnissen der Modellrechnungen für die Szenarien A1B $\vec{v}_{CCLMA1B}$ und B1 \vec{v}_{CCLMB1} für den Zeitraum 01.01.2019-01.01.2025 gegenübergestellt. Die Datensätze wurden auf die Koordinaten des Windparks Beeskow interpoliert (Abschnitt 2.3.3) und korrigiert (Abschnitt 6.3). Tabelle 7.1 zeigt die Zunahme der mittleren Geschwindigkeit unter Szenarienbedingungen. Die Erhöhung der Windgeschwindigkeit beträgt ca. 4% unter den Klimabedingungen für Szenario

A1B und ca. 6.5% unter den Szenarienbedingungen B1. Mit der Erhöhung des Mittelwertes geht die Erhöhung der Minimal- und Maximalgeschwindigkeiten sowie der absoluten mittleren Abweichung der Werte von ihrem Mittelwert einher. Die Veränderungen sind für beide Szenarien relativ gering, dennoch liegen die größeren Änderungen in der Windgeschwindigkeit dabei jeweils bei der Annahme des Szenarios B1. Die Abbildung 7.1 a) illustriert die leichte Erhöhung der Windgeschwindigkeiten unter Szenarienbedingungen im Perzentilvergleich. Abbildung 7.1 b) zeigt die leichte Verschiebung der Häufigkeitsverteilungen $\vec{v}_{CCLMA1B}$ und \vec{v}_{CCLMB1} hin zu höheren Werten gegenüber \vec{v}_{CCLMC} .

Tabelle 7.1: Statistische Parameter: simulierte Windgeschwindigkeiten in m/s mit COSMO-CLM_3 (instantane Stundenwerte) aus Kontrolllauf (\vec{v}_{CCLMC}) und aus Szenarienrechnungen A1B und B1 ($\vec{v}_{CCLMA1B}$ und \vec{v}_{CCLMB1}), korrigiert auf Basis von Simulationen aus MM5; Zeitraum: 01.01.1991-01.01.1997, 01.01.2019-01.01.2025, Höhe 100 m ü.G., Koordinaten Windpark Beeskow

Parameter	\vec{v}_{CCLMC}	$\vec{v}_{CCLMA1B}$	\vec{v}_{CCLMB1}
#Werte	57455	57455	57455
$mean(\vec{y})$ in m/s	6.16	6.4	6.56
$mad(\vec{y})$ in m/s	2.28	2.33	2.38
$Q_{.02}$ in m/s	1.04	1.12	1.16
$Q_{.98}$ in m/s	12.65	13.05	13.13
$figr(\vec{y})$	1.95	1.93	1.91

Auch wenn die Änderung der Windgeschwindigkeiten relativ gering scheint, so hat sie dennoch eine erkennbare Auswirkung auf die Ableitung der Energieerträge (Tab. 7.2). Der mittlere Tagesertrag $mean(\vec{y}_{CCLMA1B})$, welcher sich aus den Simulationsergebnissen mit COSMO-CLM für die Szenarienrechnungen ableitet, erhöht sich unter der Annahme von Szenario A1B um ca. 10% im Vergleich zum mittleren Tagesertrag $mean(\vec{y}_{CCLMC})$ in der Vergangenheit. Der mittlere Tagesertrag $mean(\vec{y}_{CCLMB1})$ erhöht sich um ca. 16.4% unter der Annahme von Szenario B1. Minima und Maxima erhöhen sich ebenfalls sowie die mittleren absoluten Abweichungen der Erträge von ihrem Mittelwert. Die größeren Veränderungen sind ebenfalls unter der Annahme von Klimaszenario B1 zu erkennen. Abbildung 7.2 a) zeigt die Änderung in den Tageserträgen $\vec{y}_{CCLMA1B}$ und \vec{y}_{CCLMB1} im Vergleich mit \vec{y}_{CCLMC} . Die ähnlichen Maximal- und Minimalwerte berechnen sich aufgrund der Leistungskennlinie. In bestimmten Wertebereichen werden verschiedene Windgeschwindigkeiten in konstante Ertragsgrößen übersetzt (Abschnitt 3.2). Die Verschiebung der Häufigkeitsverteilungen der Ertragsdatensätze ist in Abb. 7.2 b) zu erkennen. Niedrigere Erträge treten unter Annahme der Szenarien A1B und B1 seltener auf, während sich mittlere Erträge häufen.

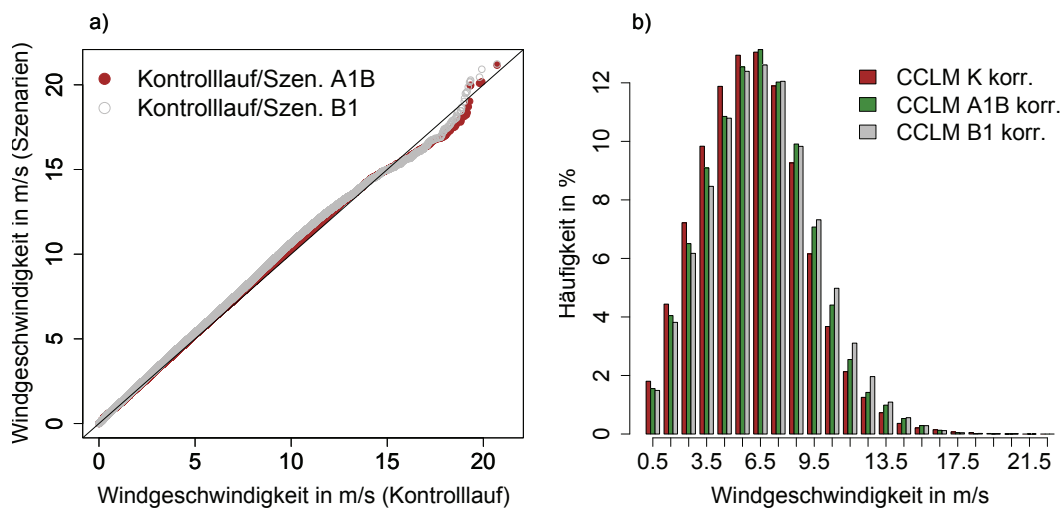


Abbildung 7.1: a) Perzentilvergleich: Windgeschwindigkeiten (korrigiert) aus COSMO-CLM_3 Kontrolllauf in m/s für 01.01.1991-01.01.1997 (x-Werte) und Windgeschwindigkeiten (korrigiert) aus Szenarienrechnungen A1B und B1 mit COSMO-CLM_3 in m/s von 01.01.2019-01.01.2025 (y-Werte); b) Häufigkeitsverteilungen: Windgeschwindigkeiten (korrigiert) aus COSMO-CLM_3 Kontrolllauf in m/s für 01.01.1991-01.01.1997 und Szenarienrechnungen A1B und B1 mit COSMO-CLM_3 von 01.01.2019-01.01.2025 in Klassen von 1 m/s; Höhe 100 m ü.G., Koordinaten Windpark Beeskow

Tabelle 7.2: Statistische Parameter: Vergleich der Tageserträge abgeleitet aus korrigierten Simulationsergebnissen aus COSMO-CLM_3 für Kontrolllauf \vec{y}_{CCLMC} und Szenarien A1B $\vec{y}_{CCLMA1B}$ und B1 \vec{y}_{CCLMB1} in kWh/Tag; Zeiträume Kontrolllauf: 01.01.1991-01.01.1997, Szenarien: 01.01.2019-01.01.2025, Höhe: 100 m ü.G., Koordinaten: Windpark Beeskow

Parameter	\vec{y}_{CCLMC}	$\vec{y}_{CCLMA1B}$	\vec{y}_{CCLMB1}
#Werte	2394	2394	2394
$mean(\vec{y})$ in kWh/Tag	11397	12536	13270
$mad(\vec{y})$ in kWh/Tag	8299	8879	9354
$Q_{.02}$ in kWh/Tag	60	123	104
$Q_{.98}$ in kWh/Tag	40064	42050	42099
$f_{iqr}(\vec{y})$	5.15	5.07	5.12

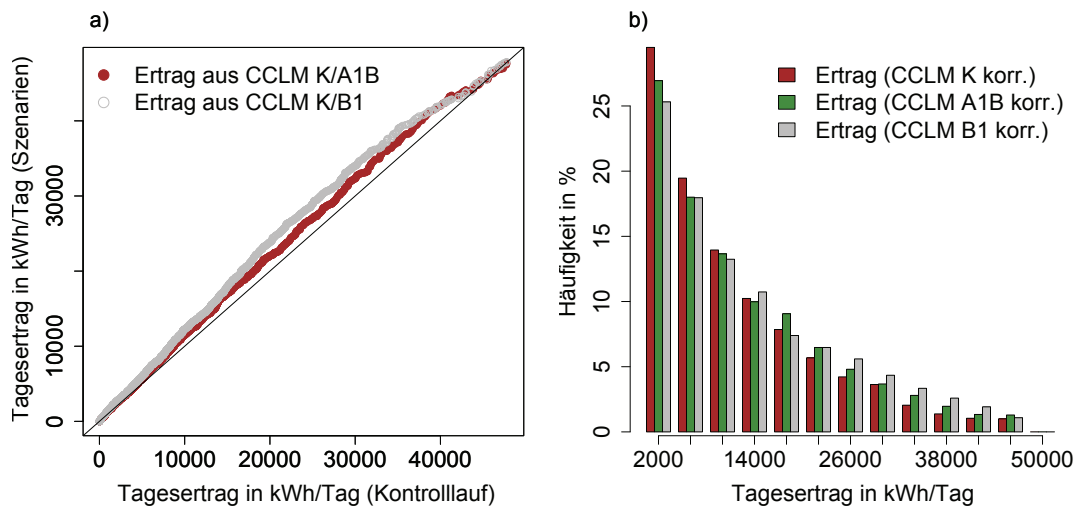


Abbildung 7.2: a) Perzentilvergleich: Tageserträge abgeleitet aus korrigierten Simulationsergebnissen mit COSMO-CLM₃ für Kontrolllauf \vec{y}_{CCLMC} in kWh/Tag (x-Werte) und aus Szenarien A1B $\vec{y}_{CCLMA1B}$ und B1 \vec{y}_{CCLMB1} in kWh/Tag (y-Werte), b) Häufigkeitsverteilungen von abgeleiteten Tageserträgen aus korrigierten Simulationsergebnissen mit COSMO-CLM₃ für Kontrolllauf \vec{y}_{CCLMC} und aus Szenarien A1B $\vec{y}_{CCLMA1B}$ und B1 \vec{y}_{CCLMB1} in Klassen von 4000 kWh/Tag; Zeiträume Kontrolllauf: 01.01.1991-01.01.1997, Szenarien: 01.01.2019-01.01.2025, Höhe: 100 m ü.G., Koordianten: Windpark Beeskow

Die Unterscheidung der Veränderungen der zukünftigen Windgeschwindigkeiten nach Jahreszeiten zeigt nach Tab. 7.3, dass unter Annahme der Szenarien A1B und B1 insbesondere für die Wintermonate eine Zunahme der Windgeschwindigkeit um 11% und 18% im Mittel zu erwarten ist. In den anderen Jahreszeiten deuten sich ebenfalls Erhöhungen der Windgeschwindigkeit an, welche aber für beide Szenarien im Vergleich zur Gegenwart im Mittel minimal sind. Die Abbildungen 7.3 a) und c) stellen die Windgeschwindigkeiten in m/s in der Vergangenheit denen der Zukunft für den Standort Beeskow unter der Annahme der Emissionsszenarien A1B und B1 im Perzentilvergleich gegenüber. Auch hier ist die größte Veränderung in den Wintermonaten zu erkennen. 2% der Werte von \vec{v}_{CCLMC} im Zeitraum 01.01.1991-01.01.1997 liegen über 16.61 m/s. Das ist die Windgeschwindigkeit, ab welcher Fluktuationen bei der Ableitung von Tagesenergieerträgen unter Verwendung einer Leistungskennlinie nicht berücksichtigt werden und für unterschiedliche Werte bis 25 m/s in gleichen Ertragsgrößen resultieren (Abschnitt 3.2). Windgeschwindigkeiten über der Abschaltgeschwindigkeit der WEA im Windpark Beeskow von 25 m/s werden in diesen Zeitraum durch COSMO-CLM nicht simuliert. Mit etwa 1.2% ist eine leichte Abnahme der Häufigkeit von Windgeschwindigkeiten größer als 16.61 m/s in den Simulationsergeb-

nisse aus COSMO-CLM für die Zukunft zu erwarten. Windgeschwindigkeiten größer als 25 m/s sind auch für die Zukunft nicht zu erwarten.

Die deutlichsten Veränderungen bezüglich des abgeleiteten Energieertrages werden somit für die Wintermonate berechnet und sind in den Abbildungen 7.3 b) und d) im Perzentilvergleich der abgeleiteten Erträge aus dem korrigierten Kontrolllauf mit abgeleiteten Erträgen aus den Szenarienrechnungen A1B und B1 mit COSMO-CLM gut zu erkennen. Mit einer Erhöhung der Tageserträge während der restlichen Zeit des Jahres kann ebenfalls gerechnet werden, da sich auch kleinere Veränderungen in der Windgeschwindigkeit in Energieerträgen niederschlagen. Tab. 7.3 hält die Veränderung des mittleren Tagesenergieertrages in den Wintermonaten um ca. 19% bzw. 26% für Szenario A1B bzw. B1 fest. Eine weitere auffällige Veränderung mit ca. 16% bzw. 30% wird für die Herbstmonate erwartet.

Tabelle 7.3: Saisonale mittlere Windgeschwindigkeiten in m/s und mittlere Tagesenergieerträge abgeleitet aus korrigierten Simulationsergebnissen mit COSMO-CLM_3; Zeitraum Kontrolllauf: 01.01.1991-01.01.1997, Szenarienrechnungen: 01.01.2019-01.01.2025, Höhe: 100 m ü.G.

	DJF	MAM	JJA	SON	DJF	MAM	JJA	SON
	[m/s]				[kWh/Tag]			
CCLM C	6.62	5.83	5.62	6.62	12313	9534	11110	13140
CCLM A1B	7.33	6.03	5.72	6.64	14610	9584	11310	15226
CCLM B1	7.81	5.89	5.78	6.88	15463	9992	11223	17117

Die vorangegangenen Vergleiche der korrigierten Simulationsergebnisse aus COSMO-CLM_3 für Zeitscheiben 01.01.1991-01.01.1997 und 01.01.2019-01.01.2025 haben gezeigt, dass insgesamt eine Erhöhung der mittleren Windgeschwindigkeit um 4% unter der Annahme des Szenario A1B und eine Erhöhung um 6.5% unter Annahme des Szenario B1 zu erwarten ist. Insbesondere die Wintermonate tragen deutlich zu dieser Erhöhung bei. Die Erhöhung der mittleren Windgeschwindigkeiten unter Szenarienbedingungen spiegelt sich in den abgeleiteten Tagesenergieerträgen wider. Ein Anstieg des mittleren Tagesertrages um etwa 10% wird für Szenario A1B und um etwa 16.4% für Szenario B1 berechnet. Unter Annahme des Emissionsszenario A1B bzw. B1 wird ein mittlerer Tagesertrag auf Basis von Modellergebnissen mit COSMO-CLM von 12536 kWh/Tag bzw. 13270 kWh/Tag erwartet (Tab. 7.2).

Die Übertragung der Änderung auf den mittleren beobachteten Tagesertrag im Windpark Beeskow erfolgt mit Hilfe der Ergebnisse der vorangegangenen Kapitel. Es wurde gezeigt, dass Tageserträge, welche aus den modellierten Windgeschwindigkeiten aus COSMO-CLM_3 abgeleitet werden, den mittleren aufbereiteten Tagesertrag im Windpark Beeskow um ca. 14% überschätzen. Der mittlere aufbereitete Tagesertrag wird somit unter Szenario A1B zu 10705 kWh/Tag und unter Szenario B1 zu 11332

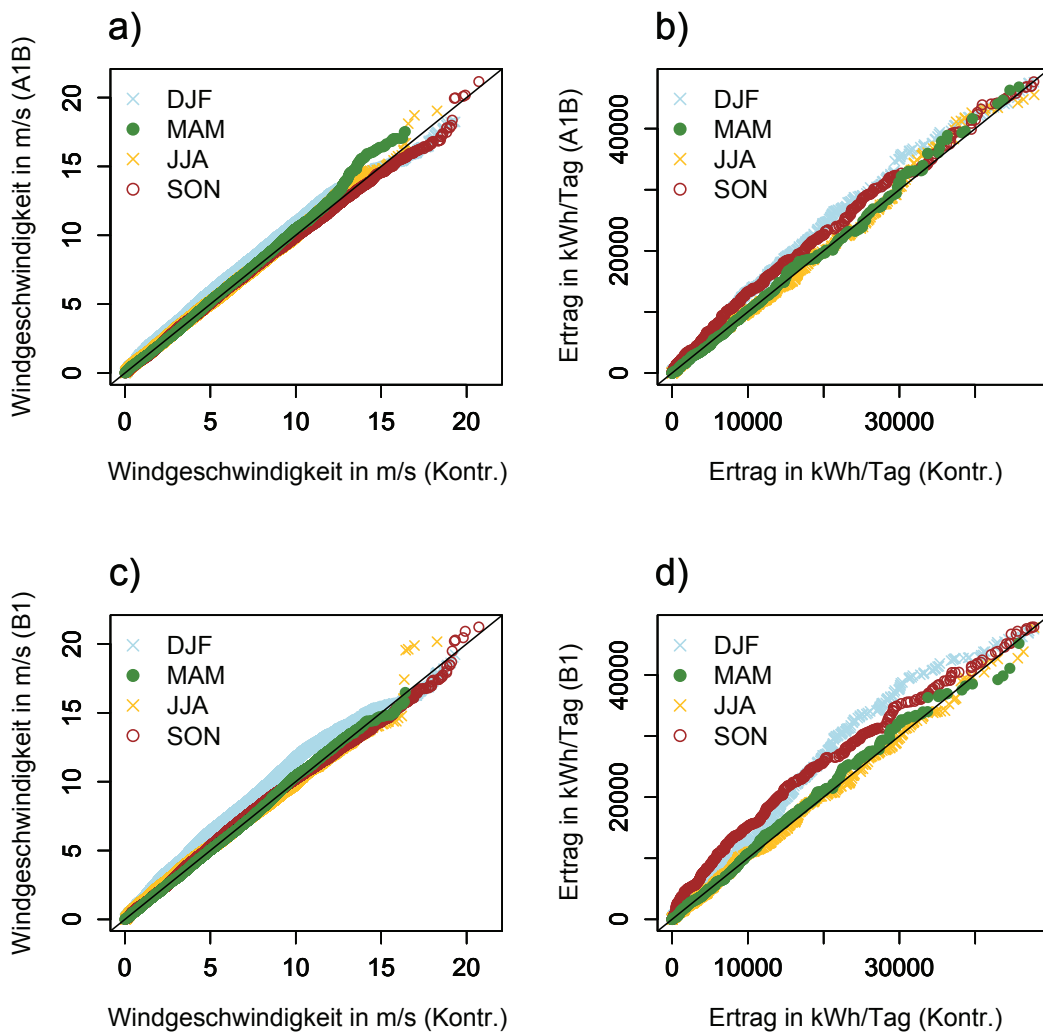


Abbildung 7.3: a) Perzentilvergleich von korrigierten Windgeschwindigkeiten in m/s aus korrigierten Simulationen mit COSMO-CLM_3 Kontrolllauf C und Szenario A1B mit saisonaler Unterscheidung, b) Perzentilvergleich von abgeleiteten Tagesenergieerträgen in kWh/Tag aus Simulationsergebnissen mit COSMO-CLM_3 Kontrolllauf C und Szenario A1B mit saisonaler Unterscheidung, c) Perzentilvergleich von korrigierten Windgeschwindigkeiten in m/s aus Simulationen mit COSMO-CLM_3 Kontrolllauf C und Szenario B1 mit saisonaler Unterscheidung, d) Perzentilvergleich von abgeleiteten Tagesenergieerträgen in kWh/Tag aus Simulationsergebnissen mit COSMO-CLM_3 Kontrolllauf C und Szenario B1 mit saisonaler Unterscheidung; Zeitraum: Kontrolllauf 01.01.1991-01.01.1997, Szenarien 01.01.2019-01.01.2025, Gitterpunkt Windpark Beeskow

kWh/Tag berechnet. Der mittlere Tagesertrag im Windpark liegt demnach ohne Aufbereitung bei 8751 kWh/Tag (Szenario A1B) bzw. 9263 kWh/Tag (Szenario B1) in dem Zeitraum 01.01.2019-01.01.2025.

8 Zusammenfassung und Ausblick

Die Motivation für die vorliegende Arbeit bestand zum einen in der Untersuchung, ob und inwieweit Produktionsdaten von WEA eines Windparks zur Validierung von simulierten Windgeschwindigkeiten anwendbar sind und zum anderen in der Abschätzung der Änderung des mittleren Tagesenergieertrages in naher Zukunft. Die ersten Methoden zur Datenaufbereitung sowie Analysen zur Modellvalidierung wurden in dieser Arbeit am Beispiel eines Windparks in Beeskow in Brandenburg für einen Zeitraum von zwei Jahren erörtert. Das langfristige Ziel ist die Verwendung von aufbereiteten Ertragsdaten zur Modellvalidierung für beliebige Standorte und Zeiträume. Die Abschätzung der Ertragsänderung in der Zukunft erfolgte ebenfalls für den Standort Beeskow.

Das folgende Kapitel gibt einen Überblick über die während der Untersuchungen erzielten Ergebnisse sowie einen Ausblick auf mögliche weiterführende Arbeiten.

8.1 Teilschritte und Ergebnisse

Der Aufbau der vorliegenden Arbeit richtete sich nach der Verfügbarkeit von geeigneten Modell- und Beobachtungsdaten (Abb. 1.1). In Abschnitt 1.3 wurde der Aufbau der Arbeit sowie die Gründe für die Struktur erläutert.

Mit dem Ziel der Validierung von simulierten Windgeschwindigkeiten aus regionalen Atmosphärenmodellen mittels Energieertragsdaten wurden zunächst zwei Fragen erörtert:

- Wie können Windgeschwindigkeiten mit Tagesenergieertragsdaten verglichen werden?
- Wie müssen Produktionsdaten aus einem Ensemble von Windkraftanlagen aufbereitet werden, um sie zur Validierung von Windgeschwindigkeiten nutzen zu können?

Die erste Frage wurde in Kapitel 3 untersucht. Der Vergleich von Windgeschwindigkeiten mit Tagesenergieerträgen erfolgte indirekt über den Vergleich von Ertragswerten, welche aus den Windgeschwindigkeiten abgeleitet wurden, mit beobachteten Produktionsdaten. Nach einer Einführung in die Theorie der Windenergie (Abschnitt 3.1) wurde daher in Abschnitt 3.3 die Ableitung von Energieerträgen aus Windgeschwindigkeiten mittels einer Leistungskennlinie (Abschnitt 3.2) vorgestellt. Die in dieser Arbeit verwendete Leistungskurve beschreibt das Verhältnis zwischen Windgeschwin-

digkeiten und Energieertrag für den Anlagentyp Vestas V80-2.0MW. Die Basis für die Ableitung von Energieerträgen bildeten Messungen am Mast in Lindenberg in einer zeitlichen Auflösung von 10 Minuten. Der berechnete Zieldatensatz sollte Tagesenergieerträge in kWh/Tag enthalten und somit in einer zeitlichen Auflösung von einem Tag vorliegen. In Abschnitt 3.5 wurden daher die Unterschiede aufgrund einer zeitlichen Auflösung von 10 Minuten, aufbereitet zu instantanen Stundenwerten und in Form von Tagesmitteln in der Ertragsableitung aus Windgeschwindigkeiten untersucht. Die Analyse ergab, dass sich auf Basis von Windgeschwindigkeiten mit Erhöhung der zeitlichen Auflösung der mittlere abgeleitete Tagesertrag erhöht und die mittlere absolute Abweichung der Ertragswerte vom Mittelwert verringert. Damit einhergehend vergrößerte sich der minimale und verkleinerte sich der maximale abgeleitete Tagesertragswert. Der Grund dafür ist die Nichtlinearität des Graphen der Leistungskennlinie (Abb. 3.2) zur Ableitung von Tageserträgen aus Windgeschwindigkeiten (Abschnitt 3.5).

Bei der Verwendung einer Leistungskennlinie ist somit Folgendes zu beachten: Der mittlere, minimale und maximale abgeleitete Tagesertrag sowie die mittlere absolute Abweichung der Ertragswerte von ihrem Mittelwert sind abhängig von der zeitlichen Auflösung der zugrunde liegenden Windgeschwindigkeiten. Generell ist anzunehmen, dass auf Basis von 10-Minuten-Werten der Windgeschwindigkeiten beobachtete Tagesenergieerträge durch abgeleitete Ertragswerte am besten reproduziert werden können. Da aber die später verwendeten Modelldaten als instantane Stundenwerte zur Verfügung standen, wurden weiterführend Tageserträge verwendet, welche aus instantanen beobachteten Stundenwerten abgeleitet wurden. Die Abweichungen zwischen abgeleiteten Tageserträgen auf Basis von 10-Minuten-Werten im Vergleich zu Erträgen auf Basis von Stundenwerten sind minimal und betragen im mittleren Tagesertrag 1%. In der mittleren absoluten Abweichung der Ertragswerte vom Mittelwert beträgt die Abweichung 0.6%.

Weiterhin muss bei der Ableitung von Energieerträgen mittels einer Leistungskennlinie beachtet werden, dass Energieerträge nur aus Windgeschwindigkeiten abgeleitet werden können, welche zwischen der Anlauf- und Abschaltgeschwindigkeit einer WEA liegen. Diese liegen für den Anlagentyp Vestas V80-2.0MW in dieser Arbeit bei 3.14 m/s und 25 m/s. Weil eine WEA vom Typ Vestas V80-2.0MW ab einer Windgeschwindigkeit von 16.61 m/s ihre Nennleistung erreicht, können außerdem Fluktuationen in der Windgeschwindigkeit oberhalb dieser Grenze durch abgeleitete Energieerträge nicht untersucht werden. Bei Geschwindigkeiten zwischen 16.61 m/s und 25 m/s liefert die WEA konstante Erträge. Im Hinblick auf die Verwendung von Produktionsdaten eines Windparks mit bestimmten WEA-Typen wird weiterhin gefordert, dass die Leistungskennlinie zum Ableiten von Tageserträgen gültig für den Validierungszeitraum und die betrachteten Anlagentypen ist.

Die zweite Frage nach der Methode zur Aufbereitung von Produktionsdaten für die Validierung von Modellergebnissen wurde in Kapitel 4 erörtert. Es standen tägliche Produktionsdaten von 19 WEA vom Typ Vestas V80-2.0MW mit Nabenhöhe von 100 m in einem Windpark in Beeskow für den Zeitraum 23.04.2005-28.02.2007 zur

Verfügung. Als Orientierung zur Herleitung der Aufbereitungsmethoden für die Ertragsdaten der 19 WEA diente der zuvor abgeleitete Tagesertragsdatensatz auf Basis von instantanen Stundenwerten aus Messungen am Mast in Lindenberg in 98 m über den gleichen Zeitraum. Die Standorte Lindenberg und Beeskow befinden sich in 8 km Entfernung in vergleichbarem Gelände zueinander. Somit wurden insbesondere aufgrund der Höhe über Grund ähnliche Windgeschwindigkeiten und somit auch ähnliche Energieertragswerte als Indikator für die Windgeschwindigkeit für beide Orte angenommen. In Kapitel 4 wurden drei verschiedene Methoden zur Ertragsaufbereitung untersucht. Die Methode zur Ertragsaufbereitung sollte folgenden Anforderungen genügen:

- Der aufbereitete Datensatz aus WEA-Produktionsdaten sollte die Tageserträge, welche aus den Windmessungen in Lindenberg hergeleitet wurden, so genau wie möglich widerspiegeln.
- Die Methode zur Aufbereitung der Erträge pro Tag sollte über die Zeit möglichst alle Anlagen des Parks miteinbeziehen, um so indirekt die Windgeschwindigkeiten im gesamten Windparkareal zu berücksichtigen.
- Die hergeleitete Methode sollte mögliche Fehlerquellen bezüglich verwendeter Daten vermeiden.

Es wurden drei Methoden untersucht. In Methode 1 (Abschnitt 4.1) wurde nur der maximale aus dem Ensemble der Erträge der 19 WEA pro Tag betrachtet. Es wurde angenommen, dass die WEA, welche den Maximalertrag liefert, am ungestörtesten den Windverhältnissen ausgesetzt war. Es stellte sich zum einen heraus, dass Maximalerträge in über 50% der Fälle durch zwei Anlagen im Südwesten des Parks produziert wurden. Weiterhin wurden die Tageserträge auf Basis von Windmessungen aus Lindenberg durch die täglichen Maximalerträge im Mittel um mehr als 5% und in der mittleren absoluten Abweichung der Ertragswerte vom Mittelwert um mehr als 11% überschätzt (Abschnitt 4.1.2).

In Methode 2 (Abschnitt 4.2) wurde ein Tagesertragsmittel aus den Produktionsdaten der WEA berechnet, welche sich ohne Beeinflussung anderer WEA in einer Hauptwindrichtung des Tages befanden (Abb. 4.4). Diese Hauptwindrichtung wurde aus den Messungen am Mast in Lindenberg bestimmt. Es zeigte sich, dass der Beitrag der einzelnen Anlagen gut über die Gesamtfläche des Windpark verteilt war. Dennoch wurden die Tageserträge auf Basis von Messungen in Lindenberg durch den so aufbereiteten Produktionsdatensatz im Mittel um mehr als 10% und bezüglich der mittleren absoluten Abweichung der Ertragswerte vom Mittelwert um etwa 0.6% unterschätzt. Zudem wurde darauf hingewiesen, dass die Verwendung der Windrichtung eine weitere Unsicherheit bedeutete und das Ergebnis des aufbereiteten Produktionsdatensatzes stark davon abhing (Abschnitt 4.2.2).

In Methode 3 (Abschnitt 4.3) wurde das Parkareal in 12 Windrichtungssektoren unterteilt. Jedem der Sektoren wurden die WEA zugeordnet, welche in Abhängigkeit

von der Windrichtung dem Wind unbeeinflusst von anderen WEA ausgesetzt waren (Abb. 4.4). Für jeden der 12 Sektoren wurde ein Ertragsmittel der zugehörigen WEA berechnet. Als aufbereiteter, repräsentativer Tagesertrag wurde das Maximum der 12 Ertragswerte gewählt. Mit dieser Methode sollte der Überschätzung durch den Maximalertrag, der Abhängigkeit von einer Windrichtung und der Verwendung von Produktionsdaten von nur wenigen WEA vorgebeugt werden. Abschnitt 4.3 zeigte, dass der mittlere abgeleitete Tagesertrag auf Basis von Windmessungen in Lindenberg um weniger als 5% unterschätzt und bezüglich der mittleren absoluten Abweichung der Ertragswerte vom Mittelwert um ca. 2% überschätzt wurde. Die Berücksichtigung der im Park vorhandenen Anlagen ist zudem zufriedenstellend. Durch Methode 3 war somit die Möglichkeit gegeben, die Produktionsdaten der 19 WEA im Windpark Beeskow so aufzubereiten, dass sie die aus Messungen abgeleiteten Tageserträge sehr gut wiedergaben. Es wurden nur die um ihre Verfügbarkeit korrigierten Ertragsdaten benötigt, sowie Kenntnis über den Parkaufbau. Die mit Methode 3 aufbereiteten Tageserträge wurden weiterführend zur Modellvalidierung verwendet.

In Kapitel 5 wurden mittels des aufbereiteten Produktionsdatensatzes Simulationsergebnisse aus MM5 3.7 validiert. Der vorgezogene Vergleich von modellierten Windgeschwindigkeiten aus MM5 mit Messungen am Mast in Lindenberg zeigte, dass die Messungen im Mittel um ca. 2% und bezüglich der mittleren absoluten Abweichungen der Werte vom Mittelwert um ca. 8.5% durch die Modelldaten überschätzt wurden (Abschnitt 5.1). Dieses Ergebnis gilt für instantante Stundenwerte der simulierten und gemessenen Windgeschwindigkeiten im Zeitraum 23.04.2005-28.02.2007. Der dann folgende Vergleich von Tageserträgen, welche aus Simulationsergebnissen abgeleitet wurden, mit aufbereiteten Produktionsdaten des Windparks Beeskow zeigte, dass die abgeleiteten Tageserträge die Produktionsdaten in demselben Zeitraum im Mittel um 14.6% und bezüglich der mittleren absoluten Abweichungen der Ertragswerte vom Mittelwert um 19% überschätzten (Abschnitt 5.2). Eine weitere Untersuchung zeigte, dass sich die Unterschätzung der Messungen durch Modelldaten im Bereich von 0-6 m/s in den korrespondierenden Tagesertragsdaten für Ertragswerte bis ca. 2500 kWh/Tag widerspiegelt (Abschnitt 5.3). Es konnte weiterhin gezeigt werden, dass sich Windgeschwindigkeiten unterhalb von 3.14 m/s in den aufbereiteten sowie aus Messungen abgeleiteten Tageserträgen tendentiell widerspiegeln. Dazu wurden Ertragsdaten an windschwachen Tagen untersucht. Windschwache Tage sind Tage, an welchen an mehr als 12 Stunden Windgeschwindigkeiten unter 3.14 m/s beobachtet bzw. simuliert wurden. Es stellte sich heraus, dass sich aufbereitete Ertragsdaten aus dem Windpark Beeskow und Ertragsdaten, die aus den Windmessungen abgeleitet wurden, im Bezug auf Mittel-, Maximal- und Minimalwerte für diese Tage sehr stark ähnelten. Ein Zusammenhang zwischen beobachteten windschwachen Tagen und Tagen mit beobachteten Niedrigerträgen ist somit mit einem gewissen Fehler gegeben. An windschwachen Tagen, welche durch das Modell simuliert wurden, wurde hingegen eine starke Unterschätzung der aufbereiteten Produktionsdaten durch die Ertragsdaten auf Basis von Modellergebnissen festgestellt. Der Zusammenhang zwischen simulierten windschwachen Tagen und Tagen mit beobachteten Niedrigerträgen

im Windpark ist daher gering. Eindeutig ist die Zuordnung der windschwachen Tage über die Verwendung von Tagesenergieertragsdaten aber nicht.

Zusammenfassend lieferten der direkte Windgeschwindigkeits- und Ertragsdatenvergleich dieselben Ergebnisse. Mit der genannten Überschätzung im mittleren Ertrag können somit aufbereitete Produktionsdaten im Windpark Beeskow mit Hilfe der Ableitung von Ertragsdaten aus Windgeschwindigkeiten durch MM5 simuliert werden. Mit diesem Ergebnis sollte weiterführend die Veränderung des Energieertrages im Windpark Beeskow unter Szenarienbedingungen für die nahe Zukunft abgeschätzt werden. Dazu waren wegen der Verfügbarkeit von geeigneten Modelldatensätzen zunächst folgende Schritte notwendig:

- die Abschätzung der Unterschiede zwischen den Simulationsergebnissen aus MM5 3.7 und COSMO-CLM_3 im Hindcastmodus für den Zeitraum 01.01.1991-01.01.1997 und
- die Abschätzung der statistischen Unterschiede zwischen den Simulationsergebnissen aus COSMO-CLM_3 für den Hindcast- und Kontrolllauf im Zeitraum 01.01.1991-01.01.1997

In Kapitel 6 wurde an den Standorten Hamburg, Karlsruhe und Jülich in dem Zeitraum 01.01.1991-01.01.1997 gezeigt, dass die Simulationsergebnisse aus dem MM5 Hindcast die Messungen der Windgeschwindigkeit in 100 m ü.G. besser abbilden als die Modellergebnisse aus COSMO-CLM (Abschnitt 6.1). An 10 weiteren Modellpunkten wurde weiterführend gezeigt, dass eine systematische Überschätzung von Modellergebnissen aus MM5 durch Modellergebnisse aus COSMO-CLM vorliegt (Abschnitt 6.2). Die Abweichungen zwischen dem Kontroll- und Hindcastlauf mit COSMO-CLM waren bezüglich der statistischen Parameter vernachlässigbar gering (Tab. 6.4). Aufgrund dieses Ergebnisses konnten in Abschnitt 6.3 die Windgeschwindigkeiten aus den Simulationen mit COSMO-CLM anhand von Simulationsergebnissen aus MM5 für den Standort Beeskow korrigiert werden. Es wurde angenommen, dass aufgrund dieser Korrektur abgeleitete Tageserträge auf Basis von korrigierten Modellergebnissen aus COSMO-CLM einen wie in Abschnitt 4.3 aufbereiteten Produktionsdatensatz des Windparks Beeskow sowohl für die Zeiträume von 01.01.1991-01.01.1997 als auch von 01.01.2019-01.01.2025 im Mittel um 19% überschätzen würden. Das heißt, dass die Abweichung zwischen modellierten Tageserträgen und aufbereiteten Tageserträgen aus dem Zeitraum 23.04.2005-28.02.2007 auf die anderen Zeiträume übertragen wurde.

In Kapitel 7 wurde nun untersucht, wie groß die Veränderungen im mittleren Energieertrag für Zukunft 01.01.2019-01.01.2025 im Vergleich zur Vergangenheit 01.01.1991-01.01.1997 für den Standort Beeskow sind. Unter Annahme der Klimaszenarien A1B und B1 ergaben sich Erhöhungen um 10% und 16%. Dabei sind saisonale Unterschiede zu erwarten. Insbesondere die Winter- und Herbstmonate tragen zu dieser deutlichen Erhöhung bei. Unter Berücksichtigung aller vorangegangenen Untersuchungen und Ergebnisse wird für den Windpark Beeskow ohne Aufbereitung ein mittlerer Tages-

energieertrag von 8751 kWh/Tag bzw. 9263 kWh/Tag unter Annahme der Szenarien A1B bzw. B1 und gleichbleibenden technischen Voraussetzungen erwartet.

8.2 Weiterführende Arbeiten

Die Untersuchungen bezüglich der Validierung von simulierten Windgeschwindigkeiten mittels Produktionsdaten von WEA wurden in dieser Arbeit für einen Windpark im Zeitraum von etwa 2 Jahren und anhand von Simulationsergebnissen eines regionalen Atmosphärenmodells durchgeführt. Alle gewonnenen Erkenntnisse sind somit nur für diesen Zeitraum, diesen Windpark und dieses Regionalmodell gültig. Um die Validierung von Windfeldsimulationen als ein probates Mittel anzuerkennen, sind daher weitere Untersuchungen nötig. Die Gültigkeit des vorgestellten Verfahrens ist bezüglich anderer Zeiträume und Standorte zu überprüfen. Insbesondere hinsichtlich der Übertragbarkeit auf weitere Standorte wird es nötig sein, die Abweichungen in den Ergebnissen der Modellvalidierung in Abhängigkeit von unterschiedlicher Komplexität der Orografie abzuschätzen. In diesem Zug kann die Gültigkeit einer verwendeten Leistungskennlinie in komplexem Terrain getestet werden. Dabei ist es denkbar durch eine Erhöhung der zeitlichen Auflösung von Produktionsdaten, sofern höher aufgelöste Daten vorhanden sind, innerhalb der Validierung genauere Ergebnisse zu erhalten bzw. weitere Methoden zur Produktionsdatenaufbereitung herzuleiten. Es ist ebenfalls denkbar, mittels höher aufgelöster Produktionsdaten ein Verfahren zur Bestimmung der Windgeschwindigkeit und Angabe von Unsicherheitsintervallen abzuleiten. Dabei wird es immer den Nachteil geben, dass Windgeschwindigkeiten unter-/oberhalb von Anlauf-/Abschaltgeschwindigkeiten und ab der Geschwindigkeit, ab welcher eine Anlage ihre Nennleistung erreicht, nicht eindeutig aus Produktionsdaten ableitbar sind.

Abbildungsverzeichnis

1.1	Datenverfügbarkeit	5
2.1	Lage der Messmasten	8
2.2	Satellitenbild: Messmast Lindenberg und Windpark Beeskow	11
2.3	Satellitenbild: Windpark Beeskow	12
2.4	Windverhältnisse Standort Hamburg-Billwerder	17
2.5	Windverhältnisse Standort Lindenberg	18
2.6	Windverhältnisse Standort Jülich	18
2.7	Windverhältnisse Standort Karlsruhe	19
2.8	Tageserträge des Windpark Beeskow, kumulierte Häufigkeit	20
3.1	Veranschaulichung Betz'sches Gesetz	24
3.2	Leistungskurve Vestas V80-2.0MW	27
3.3	Häufigkeitsverteilungen und QQ-Plot von normierten Energieertragsdaten	30
3.4	QQ-Plot und Häufigkeitsverteilungen: abgeleitete Tagesenergieerträgen auf Basis von zeitlich unterschiedlich aufgelösten Windmessungen in Lindenberg	33
4.1	QQ-Plot und Häufigkeitsverteilungen: Parkdaten mit M1	39
4.2	Beitrag WEA in Methode M1 und Konsistenz zwischen Hauptwindrichtung und Lage WEA mit Maximalertrag	42
4.3	relative Abweichungen von mehr als 50% für Methode M1 in Abhängigkeit vom Ertragswert und mittleren Tageswindgeschwindigkeit	43
4.4	Parkaufbau und Nr. der WEA	45
4.5	QQ-Plot und Häufigkeitsverteilungen: Parkdaten mit M2	45
4.6	Beitrag WEA in Methode M2 und hohe Abweichung der Erträge in Abhängigkeit der Windrichtungssektoren	47
4.7	relative Abweichungen von mehr als 50% für Methode M2 in Abhängigkeit vom Ertragswert und mittleren Tageswindgeschwindigkeit	49
4.8	QQ-Plot und Häufigkeitsverteilungen: Parkdaten mit M3	50
4.9	Beitrag der WEA zum Datensatz mit M3 und Vergleich: gemessene Windrichtung und Windrichtung nach Ertragsmaximum	52
4.10	relative Abweichungen von mehr als 50% für Methode M3 in Abhängigkeit vom Ertragswert und mittleren Tageswindgeschwindigkeit	53

5.1	Windgeschwindigkeiten MM5 und Messungen in Lindenberg: QQ-Plot, Häufigkeitsverteilungen	60
5.2	Vergleich Tageserträge abgeleitet aus Windgeschwindigkeiten simuliert mit MM5 und Erträge aus Windpark Beeskow	61
6.1	Vergleich Windgeschwindigkeiten Hamburg: Messungen, MM5 und COSMO-CLM	69
6.2	Vergleich Windgeschwindigkeiten Jülich: Messungen, MM5 und COSMO-CLM	70
6.3	Vergleich Windgeschwindigkeiten Karlsruhe: Messungen, MM5 und COSMO-CLM	72
6.4	Modell- und Stationspunkte für den Vergleich der Windgeschwindigkeiten aus COSMO-CLM und MM5	74
6.5	Vergleich von Modellergebnissen aus MM5 und COSMO-CLM (Hindcast und Kontrolllauf) sowie ggf. Beobachtungsdaten an 13 Modellpunkten	75
6.6	Korrektur der Windgeschwindigkeit aus COSMO-CLM: QQ-Plot, Häufigkeitsverteilung	79
6.7	Ertrag aus korrigierten Windgeschwindigkeiten mit COSMO-CLM: QQ-Plot, Häufigkeitsverteilung	80
7.1	Windgeschwindigkeiten aus Kontrolllauf und Szenarienrechnungen A1B, B1 mit COSMO-CLM	83
7.2	Vergleich abgeleitete Tageserträge aus Simulationsergebnissen mit COSMO-CLM, Gegenwart und Zukunft, Windpark Beeskow	84
7.3	QQ-Plot Windgeschwindigkeiten und abgeleitete Tageserträge saisonal: COSMO-CLM_3 Kontrolllauf, Szenarienrechnungen A1B und B1	86

Tabellenverzeichnis

2.1	Messmasten und Windpark: Koordinaten, Standorthöhe über NN, Messhöhe und Beobachtungszeiträume	9
2.2	Rauhigkeitslänge z_0 in m; MM5 und CCLM	15
3.1	Shapiro-Wilk-Test auf Normalverteilung für normierte Ertragsdaten: Schiefe, Exzess, Prüfgröße W , p -Wert	30
3.2	Statistische Parameter für abgeleitete Tageserträge aus Windmessungen am Standort Lindenberg	33
4.1	Statistische Parameter für Methode M1	40
4.2	Relative Abweichungen in Ertrag und mad für Methode M1	40
4.3	Statistische Parameter für Methode M2	46
4.4	Relative Abweichungen in Ertrag und mad für Methode M2	46
4.5	Statistische Parameter für Methode M3	51
4.6	Relative Abweichungen in Ertrag und mad für Methode M3	51
4.7	Statistische Parameter: Methoden M1, M2, M3	54
4.8	Relative Abweichungen für Methoden M1-M3	54
5.1	Statistische Parameter: Vergleich Windgeschwindigkeit MM5 und Messungen in Lindenberg	58
5.2	Statistische Parameter: Vergleich Tageserträge Windpark Beeskow und Tageserträge abgeleitet aus Windgeschwindigkeiten mit MM5	62
5.3	Statistische Parameter: Vergleich Ertragsgrößen (beobachtet, simuliert, abgeleitet) für windstille Tage	64
6.1	Statistische Parameter Hamburg: Beobachtungen, MM5 und COSMO-CLM	68
6.2	Statistische Parameter Jülich: Beobachtungen, MM5 und COSMO-CLM	70
6.3	Statistische Parameter Karlsruhe: Beobachtungen, MM5 und COSMO-CLM	71
6.4	Statistische Parameter: Vergleich der Windgeschwindigkeiten der Hindcasts aus MM5 und COSMO-CLM und dem Kontrolllauf, Standort Beeskow	76
6.5	Statistische Parameter: abgeleitete Ertragsgrößen aus Windgeschwindigkeiten der Hindcasts aus MM5 und COSMO-CLM und dem Kontrolllauf	77

7.1	Statistische Parameter: Windgeschwindigkeiten aus Kontrolllauf und Szenarienrechnungen A1B, B1 mit COSMO-CLM	82
7.2	Statistische Parameter: abgeleitete Tageserträge aus Simulationsergebnissen mit COSMO-CLM, Gegenwart und Zukunft, Windpark Beeskow	83
7.3	Saisonale Mittel in Windgeschwindigkeit und Tagesertrag: COSMO-CLM_3 Kontrolllauf, Szenarienrechnungen A1B und B1	85

Literaturverzeichnis

- [anemos 2009] anemos: *Gesellschaft für Umweltmeteorologie mbH*. 2009. – Persönliche Mitteilung
- [Barthelmie u. a. 2006] Barthelmie, J.R. ; Folkerts, L. ; Larsen, G.C. ; Rados, K. ; Pryor, S. C. ; Frandsen, S. T. ; Lange, B. ; Schepers, G.: Comparison of Wake Model Simulations with Offshore Wind Turbine Wake Profiles Measured by Sodar. In: *Journal of Atmospheric and Oceanic Technology* 23 (2006), S. 888–901
- [Barthelmie u. a. 2007] Barthelmie, R.J. ; Rathmann, O. ; Frandsen, S.T. ; Hansen, K. ; Politis, E. ; Prospathopoulos, J. ; Rados, K. ; Cabezon, D. ; Schlez, W. ; Phillips, J. ; Neubert, S.P. van der P. A. J.G. Schepers⁸ S. A. J.G. Schepers⁸: Modelling and measurements of wakes in large wind farms. In: *Journal of Physics: Conference Series* 75 doi:10.1088/1742-6596/75/1/012049 (2007)
- [Betreiber-Datenbasis 2010] Betreiber-Datenbasis: *Betriebsvergleich von Windenergieanlagen*. <http://www.btrdb.de/bdb.html>. Version: 2010. – Stand November 2010 <http://www.btrdb.de/bdb.html>
- [Betz 1926] Betz, A.: *Windenergie und ihre Ausnutzung durch Windmühlen*. Ökobuch, Kassel 1982 (unv. Reprint der Ausgabe Vandenhoeck & Ruprecht, Göttingen 1926), 1926
- [Böhm u. a. 2006] Böhm, U. ; Kücken, M. ; Ahrens, A. ; Block, A. ; Hauffe, D. ; Rockel, B. ; Will, A.: CLM-the climate version of LM: Brief description and long-term applications. In: *COSMO Newsletter* 6 (2006), S. 225–235
- [Brümmer u. a. 1997] Brümmer, B. ; Brecht, H. ; Kapp, R. ; Oesau, M. ; Offermann, M.: *Die Meteorologische Messanlage am Sendemast in Hamburg-Billwerder - Hamburg: Broschüre des Meteorologischen Instituts der Universität Hamburg*. 1997
- [Brümmer u. Lange 2004] Brümmer, B. ; Lange, I.: Die Meteorologische Messanlage am NDR-Sendemast in Hamburg-Billwerder. In: *DMG Mitteilungen* 02 (2004), S. 11–12
- [CEOP 2006] CEOP: *CEOP Reference Site Data Set Information; Reference Site BALTEX Lindenberg*. CEOP Centre Data Archive, 2006

- [Christoffer u. Ulbricht-Eissing 1989] Christoffer, J. ; Ulbricht-Eissing, M.: Bericht 147 - Die bodennahen Windverhältnisse in der Bundesrepublik Deutschland / Deutscher Wetterdienst. 1989. – Forschungsbericht
- [COSMO-CLM 2010] COSMO-CLM: *Homepage*. November 2010. – <http://www.clm-community.eu/>
- [Dilger 1976] Dilger, H.: Das meteorologische Meßsystem des Kernforschungszentrums Karlsruhe / KIT - Karlsruher Institut für Technologie. 1976. – Forschungsbericht
- [Doms u. a. 2007] Doms, G. ; Förtsner, J. ; Heise, E. ; Herzog, H.-J. ; Raschendorfer, M. ; Reinhardt, T. ; Ritter, B. ; Schrodin, J. ; Schulz, J.-P. ; Vogel, G.: A description of the nonhydrostatic regional model LM. Part II: Physical Parametrisation / Deutscher Wetterdienst. 2007. – Forschungsbericht
- [Doms u. Schättler 2002] Doms, G. ; Schättler, U.: A Description of the Nonhydrostatic Regional Model LM. Part I: Dynamics and Numerics / Deutscher Wetterdienst. 2002. – Forschungsbericht
- [Dudhia 1993] Dudhia, J.: A nonhydrostatic version of the Penn State-Ncar mesoscale model: Validation tests and simulation of an Atlantic cyclone and cold front. In: *Monthly Weather Review* 121 (1993), S. 1493–1513
- [Dudhia u. a. 2000] Dudhia, J. ; Gill, D. ; Manning, K. ; Wang, W. ; Buyere, C.: PSU/NCAR Mesoscale modeling system tutorial class notes and user guide: MM5 modeling system version 3 / PSU/NCAR. Version: 2000. http://www.mmm.ucar.edu/mm5/documents/MM5_tut_Web_notes/TERRAIN/terrain.htm. 2000. – Forschungsbericht
- [Duller 2008] Duller, C.: *Einführung in die nichtparametrische Statistik mit SAS und R: Ein anwendungsorientiertes Lehr- und Arbeitsbuch*. Physica-Verlag, 2008
- [Durante u. Paus 2006] Durante ; Paus: A comparison of MM5 and meteo mast wind profiles at Cabauw, The Netherlands and Wilhelmshaven, Germany. In: *e-WindEng* (2006)
- [DWD 2010] DWD: *Mess- und Beobachtungsnetz*. http://www.dwd.de/bvbw/appmanager/bvbw/dwdwwwDesktop?_nfpb=true&_pageLabel=_dwdwww_wir_ueberuns_praesenz&T21004627941155633442979gsbDocumentPath=Navigation%2F0effentlichkeit%2FWir__ueber__uns%2FMessnetz__node.html%3F__nnn%3Dtrue. Version: 2010
- [DWD 2001] DWD, 2001: Richtlinie für automatische Klimastationen / Deutscher Wetterdienst; Abteilung Messnetze und Daten. 2001. – Forschungsbericht
- [DWIA 2002] DWIA ; Association, Danish Wind I. (Hrsg.): *Handbuch der Windenergie*. <http://guidedtour.windpower.org/de/stat/units.htm>, 2002

- [Easterling u. Wehner 2009] Easterling, D. R. ; Wehner, M. F.: Is the climate warming or cooling? In: *Geophysical Research Letters* 36 (2009)
- [Egner 2007] Egner, Heike: Überraschender Zufall oder gelungene wissenschaftliche Kommunikation: Wie kam der Klimawandel in die aktuelle Debatte? In: *GAIA* 16/4 (2007), S. 250–254
- [Fahrmeir u. a. 2000] Fahrmeir ; Künstler ; Pigeot ; Tutz: *Statistik: Der Weg zur Datenanalyse*. Springer Verlag, 2000
- [Gasch u. Twele 2010] Gasch, R. ; Twele, J.: *Windkraftanlagen*. Vieweg/Teubner, 2010 (6. Auflage)
- [Grell u.a. 1995] Grell, G. ; Dudhia, J. ; Stauffer, D.: A Discription of the Fifth-Generation Penn State/NCAR Mesoscale Model (MM5) / NCAR. Boulder,Colorado,USA, 1995. – NCAR Technical Note 398
- [Hau 2008] Hau, E.: *Windkraftanlagen-Grundlagen, Technik, Einsatz, Wirtschaftlichkeit*. Springer Verlag, 2008
- [Heinemann u. a. 1998] Heinemann, D. ; Mengelkamp, H.-T. ; Strack, M. ; Waldl, H.-P.: Erfahrungen mit der Anwendung des nichthydrostatischen mesoskaligen Strömungsmodell GESIMA zur Windpotentialbestimmung in komplexem Gelände. In: *Deutsche Windenergie-Konferenz Wilhelmshaven, 1998*
- [Hollweg u. a. 2008] Hollweg, H.-D. ; Böhm, U. ; Fast, I. ; Hennemuth, B. ; Keuler, K. ; Keup-Thiel, E. ; Lautenschlager, M. ; Legutke, S. ; Radtke, K. ; Rockel, B. ; Schubert, M. ; Will, A. ; Woldt, M. ; Wunram, C.: Ensemble Simulations over Europe with the Regional Climate Model CLM forced with IPCC AR4 Global Scenarios / Modelle und Daten, Support for Climate- and Earth System Research at the Max-Planck-Institut for Meteorology, Hamburg. 2008. – Forschungsbericht
- [Houghton 2005] Houghton, J.: Global Warming. In: *Reports on Progress in Physics* 68/6 (2005)
- [IPCCAR4 2007] IPCCAR4: IPCC Fourth Assessment Report (AR4), Climate Change 2007, WG I: Zusammenfassung für politische Entscheidungsträger; Klimaänderung 2007: Wissenschaftliche Grundlagen / Intergovernmental Panel on Climate Change. 2007. – Forschungsbericht
- [IPCCSRES 2001] IPCCSRES: IPCC Special Report on Emissions Scenarios (SRES): Chapter 4: An Overview of Scenarios / Intergovernmental Panel on Climate Change. 2001. – Forschungsbericht
- [IPCCTAR 2001] IPCCTAR: IPCC Third Assessment Report (TAR), Climate Change 2001: Zusammenfassung für politische Entscheidungsträger; Klimaänderung 2001: Wissenschaftliche Grundlagen / Intergovernmental Panel of Climate Change. 2001. – Forschungsbericht

- [IPCCWGI 2007] IPCCWGI: Climate Change 2007, Working Group I: The Science of Climate Change, Technical Summary, TS.3.1.1 / Intergovernmental Panel on Climate Change. 2007. – Forschungsbericht
- [Jensen 1983] Jensen, N.O.: *A Note on Wind Generator Interaction*. Riso Repro, Riso National Laboratory, 1983
- [Kain 2004] Kain, J.: The Kain-Fritsch convective parametrization: an update. In: *Journal of Applied Meteorology* 43(1) (2004), S. 170–181
- [Kain u. Fritsch 1993] Kain, J. ; Fritsch, J.M.: Convective parametrization for meso-scale models: The Kain-Fritsch scheme. The representation of cumulus convection in numerical models. In: *American Meteorological Society* (1993), S. 246pp
- [Kalnay u. a. 1996] Kalnay, E. ; Kanamitsu, M. ; Kistler, R. ; Collins, W. ; Deaven, D. ; Gandin, L. ; Iredell, M. ; Saha, S. ; White, G. ; Woollen, J. ; Zhu, Y. ; Leetmaa, A. ; Reynolds, R. ; Chelliah, M. ; Ebisuzaki, W. ; Higgins, W. ; Janowiak, J. ; Mo, K.C. ; Ropolewski, C. ; Wang, J. ; Jenne, R. ; Joseph, D.: The NCEP/NCAR 40-Year Reanalysis Project. In: *Bulletin of the American Meteorological Society* (1996)
- [Kücken u. Hauffe 2002] Kücken, M. ; Hauffe, D.: The Nonhydrostatic Limited-area Model LM (Lokal-Modell) of DWD with PIK extensions, Part III: Extensions User Guide / Potsdam-Institut für Klimaforschung. 2002. – Forschungsbericht
- [Kelley u. a. 2007] Kelley ; Jonkman ; Scott: Comparing Pulsed Doppler LIDAR with SODAR and Direct Measurements for Wind Assessment. In: *Conference Paper; Presented at the American Wind Energy Association WindPower 2007 Conference and Exhibition Los Angeles, California, 2007*
- [Knaps 2010] Knaps, A.: *Persönliche Mitteilung: Forschungszentrum Juelich GmbH Geschäftsbereich Sicherheit und Strahlenschutz S-UM*. 2010
- [Kohler 2010] Kohler, M.: *Persönliche Mitteilung: Institut für Meteorologie und Klimaforschung Forschungszentrum Karlsruhe*. 2010
- [Lange 2001] Lange, I.: *Eine Grenzschichtklimatologie für Hamburg aus den Daten der meteorologischen Messanlage am NDR-Sendemast in Billwerder*, Meteorologisches Institut im Fachbereich Geowissenschaften; Universität Hamburg, Diplomarbeit, 2001
- [Lange u. Brümmer 2010] Lange, I. ; Brümmer, B.: *Persönliche Mitteilung: Messdaten für Windgeschwindigkeit und Windrichtung aus den Jahren 1995 bis 1997 vom Wettermast Hamburg, KlimaCampus Hamburg*. 2010
- [Lüdecke 2009] Lüdecke, Horst-Joachim: Medien-Enten über Klima und Energie / Europäisches Institut für Klima und Energie. 2009. – Forschungsbericht
- [Lean u. Rind 2009] Lean, J. L. ; Rind, D. H.: How will Earth's surface temperature change in future decades? In: *Geophysical Research Letters* 36 (2009)

- [Lindenberg 2010] Lindenberg, J.: *A verification study and trend analysis of simulated boundary layer wind fields over Europe*, Helmholtz-Zentrum Geesthacht, Diss., 2010
- [Lindenberg u. a. 2008] Lindenberg, J. ; Mengelkamp, T. ; Yu, W.: *Sensitivity study of simulated wind profiles to model resolution, land cover and climate forcing data*. 2008. – 18th Symposium on Boundary Layers and Turbulence 2008
- [Mengelkamp 1988] Mengelkamp, H.-T.: On the Energy Output Estimation of Wind Turbines. In: *International Journal of Energy Research* 12 (1988), S. 113 – 123
- [Mengelkamp 1999] Mengelkamp, H.-T.: Wind climate simulation over complex terrain and wind turbine energy output estimation. In: *Theoretical and Applied Climatology* 63 (1999), S. 129–139
- [Rockel 2007] Rockel, B.: *persönliche Kommunikation*. 2007
- [Rockel u. a. 2008] Rockel, B. ; Will, A. ; Hense, A.: The Regional Climate Model COSMO-CLM (CCLM). In: *Meteorologische Zeitschrift* 17.4 (2008), S. 347–348
- [Sachs u. Hedderich 2006] Sachs, L. ; Hedderich, J.: *Angewandte Statistik: Methodensammlung mit R*. Springer Verlag, 2006, 12. Auflage
- [Schmidt 2001] Schmidt, H.: Die Entwicklung der Sturmhäufigkeit in der Deutschen Bucht zwischen 1879 und 2000 / Deutscher Wetterdienst. 2001. – Forschungsbericht
- [Schättler] Schättler, U.: *persönliche Kommunikation*
- [Schulz u. Schättler 2009] Schulz, J. ; Schättler, U.: Kurze Beschreibug des Lokal-Modells Europa COSMO-EU (LME) und seiner Datenbanken auf dem Datenserver des DWD. / Deutscher Wetterdienst. 2009. – Forschungsbericht
- [Shapiro u. Wilk 1965] Shapiro, S.S. ; Wilk, M.B.: An analysis of variance test for normality (complete samples). In: *Biometrika* 52(3) (1965), S. 591–9
- [Solvent 2002] Solvent: Gutachten und Ertragsprognose - Analyse der Windverhältnisse am Standort Beeskow / Planungsbüro SOLvent. 2002. – Forschungsbericht
- [Sorensen u. a. 2007] Sorensen, P. ; Cutululis, N.A. ; Viguera-Rodriguez, A. ; Jensen, L.E. ; Hjerrild, J. ; Donovan, M.H. ; Madsen, H.: Power Fluctuations from Large Wind Farms. In: *IEEE Transactions on Power Systems* 22(3) (2007), S. 958 – 965
- [Steppeler u. a. 2003] Steppeler, J. ; Doms, G. ; Schättler, U. ; Bitzer, H. ; Gassman, A. ; Damrath, U. ; Gregoric, G.: Meso-gamma scale forecast using the the non-hydrostatic model LM. In: *Meteorology and Atmospheric Physics* 82(1) (2003), S. 75–96
- [Stocker 2007] Stocker, T.: *Einführung in die Klimamodellierung*. 2007. – Physikalisches Institut Bern; SoSe 2007

- [von Storch u. a. 1999] Storch, H. von ; Güss, S. ; M., Heimann: *Das Klimasystem und seine Modellierung*. Springer Verlag, 1999
- [von Storch u. a. 2000] Storch, H. von ; Langenberg, H. ; Feser, F.: A Spectral Nudging Technique for Dynamical Downscaling Purposes. In: *Monthly Weather Review* 128 (2000), S. 3664–3673
- [Strack u. Winkler 2003] Strack, M. ; Winkler, W.: Analyse der Unsicherheiten bei der Ertragsberechnung von Windparks. In: *DEWI Magazin* 22 (2003), S. 52–57
- [Strack u. Albers 1996] Strack, Martin ; Albers, Axel: Analyse und Extrapolation des Windprofils am 130 Meter-Meßmast des DEWI. In: *DEWI Magazin* 8 (1996), S. 65–75
- [Weisse u. a. 2003] Weisse, R. ; Feser, F. ; Günther, H.: Wind- und Seegangsklimatologie 1958-2001 für die südliche Nordsee basierend auf Modellrechnungen / Helmholtz-Zentrum Geesthacht. 2003. – Forschungsbericht
- [Weisse u. a. 2005] Weisse, R. ; Storch, H. von ; Feser, F.: Northeast Atlantic and North Sea storminess as simulated by a regional climate model 1958-2001 and comparison with observations. In: *J. Climate* 18 (2005), S. 465–479
- [WINDTEST 2001] WINDTEST: *Certification Report No.: WT 1813/0, Measurement of power curve on V80-2.0MW OptispeedTM 105.1dB at Soerup (extract)*. 2001. – WINDTEST Kaiser-Wilhelm-Koog GmbH
- [Winterfeldt 2008] Winterfeldt, J.: *Comparison of measured and simulated wind speed data in the North Atlantic*, Helmholtz-Zentrum Geesthacht, Diss., 2008